

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ В УСЛОВИЯХ ВВОДА В ДЕЙСТВИЕ НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ

Сутормин Сергей Евгеньевич

**Руководитель Северо-Западной
нефтегазовой секции ЦКР по УВС, к.т.н.**



2013

- «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» утверждена Приказом №477 от 01.11.2013 г. Министерства природных ресурсов и экологии РФ

2014

- Разработка рабочей группой ГКЗ РФ с участием научных и проектных организаций «Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

2014

- Согласование «Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» с недропользователями и подготовка для утверждения

2014

- Разработка «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» рабочей группой ГКЗ РФ с участием научных и проектных организаций

2014

- Разработка «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» рабочей группой ГКЗ РФ с участием научных и проектных организаций

2015

- Согласование «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» и «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» с недропользователями

2016

- Введение в действие новой «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» и «Методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»

Статья 36 (часть 5):

Требования к составу и содержанию проектной документации на проведение работ по региональному изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых определяются правилами подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, устанавливаемыми федеральным органом управления государственным фондом недр. Порядок проведения экспертизы проектной документации на проведение работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых и размер платы за ее проведение устанавливаются федеральным органом управления государственным фондом недр.

Изменения приняты:

Государственной Думой 19 июня 2015 г.

Одобрены Советом Федерации 24 июня 2015 г.

Утверждены в качестве Федерального закона Президентом РФ 29 июня 2015 г. № 205-ФЗ

«Статья 23 Технические проекты и иная проектная документация на выполнение работ, связанных с использованием недрами

Разработка месторождений полезных ископаемых (за исключением добычи подземных вод, которые используются для целей питьевого водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельхозназначения и объем добычи которых составляет не более 100 м³ в сутки) осуществляется в соответствии с утвержденными техническими проектами и иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием недрами, а также правилами разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, устанавливаемыми федеральным органом управления государственным фондом недр по согласованию с уполномоченными Правительством РФ федеральными органами исполнительной власти...

Указанные... технические проекты и иная проектная документация на выполнение работ, связанных с использованием недрами, изменения, вносимые в технические проекты... до утверждения подлежат согласованию с комиссией, которая создается федеральным органом управления государственным фондом недр и в состав которой включаются представители уполномоченных Правительством РФ федеральных органов исполнительной власти...

Состав и содержание технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых определяются правилами подготовки технических проектов..., устанавливаемыми федеральным органом управления государственным фондом недр по согласованию с уполномоченным Правительством РФ федеральными органами исполнительной власти.

Порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений... устанавливается Правительством РФ по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.»

Изменения приняты:

Государственной Думой 19 июня 2015 г.

Одобрены Советом Федерации 24 июня 2015 г.

Утверждены в качестве Федерального закона Президентом РФ 29 июня 2015 г. № 205-ФЗ

«10. Для проведения государственной экспертизы заявитель направляет в адрес Федерального агентства по недропользованию:

материалы, подготовленные в соответствии с требованиями, определяемыми Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, в 2 экземплярах на бумажном носителе и в 1 - на электронном носителе;...

10¹. В состав ... материалов, направляемых для проведения государственной экспертизы материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата, включается один из следующих технических проектов разработки месторождения УВС или дополнение к нему:

- а) проект пробной эксплуатации месторождения (залежи);
- б) технологическая схема разработки месторождения;
- в) технологический проект разработки месторождения.»

13. ... Срок проведения государственной экспертизы определяется в зависимости от трудоемкости экспертных работ и объема представленных материалов, но не должен превышать 90 дней.

В случае необходимости уполномоченное учреждение вправе запросить дополнительную информацию, уточняющую материалы, представленные заявителем. При этом срок проведения государственной экспертизы может быть продлен, но не более чем на 30 дней, за исключением случая, предусмотренного абзацем восьмым настоящего пункта.

Срок проведения государственной экспертизы может быть продлен, но не более чем на 60 дней, если в ходе анализа представленных заявителем материалов экспертная комиссия выявила отклонения в объеме запасов углеводородного сырья не менее чем на 5 процентов и не более чем на 20 процентов относительно объема запасов углеводородного сырья, указанного в материалах, представленных на государственную экспертизу.

131. В случае представления заявителем на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата экспертная комиссия в течение 60 дней с даты получения указанных материалов от Федерального агентства по недропользованию подготавливает справку об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья. В случае если срок проведения государственной экспертизы продлен на основании абзаца седьмого пункта 13 настоящего Положения, указанная справка подготавливается экспертной комиссией в течение 30 дней с даты принятия решения о продлении срока проведения государственной экспертизы. В случае если срок проведения государственной экспертизы продлен на основании абзаца восьмого пункта 13 настоящего Положения, указанная справка подготавливается экспертной комиссией в течение 60 дней с даты принятия решения о продлении срока проведения государственной экспертизы.

Справка об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья должна содержать выводы о достоверности и правильности указанной в представленных материалах оценки количества и качества геологических запасов углеводородного сырья в недрах. Указанная справка подписывается членами экспертной комиссии и в течение 3 дней с даты подписания направляется уполномоченным учреждением в комиссию, предусмотренную пунктом 5 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов..., утвержденного Постановлением № 118 Правительства РФ от 03.03.2010 г.

«17. Заключение государственной экспертизы в течение 5 дней с даты его утверждения Федеральным агентством по недропользованию направляется заявителю, за исключением случая, предусмотренного пунктом 17.1 настоящего Положения.

17¹. Заключение государственной экспертизы, осуществляемой путем проведения анализа материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата, направляется заявителю в течение 5 дней с даты его утверждения Федеральным агентством по недропользованию, но не позднее даты направления заявителю решения комиссии по согласованию проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, о согласовании проектной документации или о мотивированном отказе в согласовании проектной документации, рассмотрение которой осуществлялось в соответствии с п.20 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов..., утвержденного Постановлением № 118 Правительства РФ от 03.03.2010 г..

Приложения №1 и №2 о размерах платы за проведение государственной экспертизы запасов приводятся в новой редакции.

Изменения приняты: постановлением Правительства РФ от 18 февраля 2016 г.

Приложения №1 и №2 о размерах платы за проведение государственной экспертизы запасов приводятся в новой редакции (*фрагмент*)

Документы и материалы	Вид полезного ископаемого, участка недр	Категория месторождений	Размер платы (тыс. рублей)
Документы и материалы (технологическая схема разработки, дополнение к технологической схеме разработки, технологический проект разработки и дополнение к технологическому проекту разработки) по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата	нефть, газ	уникальные	800
		крупные	480
		средние	320
		мелкие	160
		очень мелкие	80
Документы и материалы (дополнение к технологической схеме разработки по упрощенной схеме, проект пробной эксплуатации и дополнение к проекту пробной эксплуатации) по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата	нефть, газ	уникальные	400
		крупные	240
		средние	160
		мелкие	80
		очень мелкие	40

Изменения приняты: постановлением Правительства РФ от 18 февраля 2016 г.

«9. б) углеводородное сырье - проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин, проект пробной эксплуатации месторождения (залежи), ~~технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей)~~, технологическая схема разработки месторождения, технологический проект разработки месторождения;

16. К заявлению пользователя недр прилагаются следующие документы:

в) копия заключения государственной экспертизы запасов - в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации (~~за исключением запасов углеводородного сырья~~);

~~18¹. Для рассмотрения и согласования проектной документации на разработку месторождений УВС учреждением, уполномоченным в установленном порядке на проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, в комиссию представляется справка об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья, предусмотренная пунктом 13¹ Положения, утвержденного постановлением Правительства РФ от 11.02.2005 г. №69.~~

~~20. Рассмотрение проектной документации (за исключением проектной документации на разработку месторождений УВС) осуществляется комиссией или уполномоченным органом в течение 30 дней со дня представления материалов пользователем недр.~~

~~б) Рассмотрение проектной документации на разработку месторождений УВС осуществляется комиссией в течение 30 дней со дня получения от учреждения, указанного в пункте 18¹ настоящего Положения, справки об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения УВС.~~

~~Срок рассмотрения проектной документации по уникальным и крупным месторождениям полезных ископаемых может быть увеличен, но не более чем на 30 дней.»~~

Изменения приняты: постановлением Правительства РФ от 18 февраля 2016 г.

- ❖ Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».
- ❖ Постановление Правительства РФ № 116 от 18.02.2016 г. «О внесении изменений в положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденное постановлением правительства российской федерации от 11 февраля 2005 г. № 69».
- ❖ Постановление Правительства РФ № 118 от 18.02.2016 г. «О внесении изменений в Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118».
- ❖ Распоряжение МПР №3-Р от 01.02.2016 г. Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.
- ❖ Разъяснения по порядку перехода на новую Классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов.
- ❖ Приказ МПР №12-Р от 18.05.2016 г. «Об утверждении методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».
- ❖ Приказ МПР №356 от 14.06.2016 г. «Об утверждении Правил разработки месторождений УВС»

у
т
в
е
р
ж
д
е
н
ы

	1928	1932	1953	1959	1970	1983	2001	2016
Категории запасов	A	A1	A1	A	A	A	A	A
		A2	A2					
	B	B	B	B	B	B	B	B1
								B2
	C	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1
		C2	C2	C2	C2	C2	C2	C2
Категории ресурсов			Забалансовые (прогнозные) запасы	D1	C3	C3	C3	D0
					D1	D1	D1л	Dл
				D2	D2	D2	D1	D1
							D2	D2

При графическом отображении площадей в границах различных категорий запасов используется следующая цветовая гамма:

для категории A – светло-красный цвет; для категории B₁ – светло-синий цвет; для категории B₂ – голубой цвет;
для категории C₁ – светло-зеленый цвет; для категории C₂ – желтый цвет.

Зарегистрировано в Минюсте России 31 декабря 2013 г. N 30943

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ
от 1 ноября 2013 г. N 477

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ КЛАССИФИКАЦИИ
ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

В соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 "О недрах" (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, N 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, N 10, ст. 823; 1999, N 7, ст. 879; 2000, N 2, ст. 141; 2001, N 21, ст. 2061; N 33, ст. 3429; 2002, N 22, ст. 2026; 2003, N 23, ст. 2174; 2004, N 27, ст. 2711; N 35, ст. 3607; 2006, N 17, ст. 1778; N 44, ст. 4538; 2007, N 27, ст. 3213; N 49, ст. 6056; 2008, N 18, ст. 1941; N 29, ст. 3418; N 29, ст. 3420; N 30, ст. 3616; 2009, N 1, ст. 17; N 29, ст. 3601; N 52, ст. 6450; 2010, N 21, ст. 2527; N 31, ст. 4155; 2011, N 15, ст. 2018; N 15, ст. 2025; N 30, ст. 4567; N 30, ст. 4570; N 30, ст. 4572; N 30, ст. 4590; N 48, ст. 6732; N 49, ст. 7042; N 50, ст. 7343; N 50, ст. 7359; 2012, N 25, ст. 3264; N 31, ст. 4322; N 53, ст. 7648; 2013, N 19, ст. 2312; N 30, ст. 4060; N 30, ст. 4061), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 мая 2008 г. N 404 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 22, ст. 2581; N 42, ст. 4825; N 46, ст. 5337; 2009, N 3, ст. 378; N 6, ст. 738; N 33, ст. 4088; N 34, ст. 4192; N 49, ст. 5976; 2010, N 5, ст. 538; N 10, ст. 1094; N 14, ст. 1656; N 26, ст. 3350; N 31, ст. 4251; N 31, ст. 4268; N 38, ст. 4835; 2011, N 6, ст. 888; N 14, ст. 1935; N 36, ст. 5149; 2012, N 7, ст. 865; N 11, ст. 1294; N 19, ст. 2440; N 28, ст. 3905; N 37, ст. 5001; N 46, ст. 6342; N 51, ст. 7223; 2013, N 16, ст. 1964; N 24, ст. 2999; N 28, ст. 3832; N 30, ст. 4113; N 33, ст. 4386; N 38, ст. 4827), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. N 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 26, ст. 2669; 2006, N 25, ст. 2723; 2008, N 22, ст. 2581; N 42, ст. 4825; N 46, ст. 5337; 2009, N 6, ст. 738; N 33, ст. 4081; N 38, ст. 4489; 2010, N 26, ст. 3350; 2011, N 14, ст. 1935; 2013, N 10, ст. 1027; N 28, ст. 3832), приказываю:

1. Утвердить прилагаемую Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.
2. Ввести в действие Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов с 1 января 2016 г.

Министр
С.Е.ДОНСКОЙ

Утверждена
приказом Минприроды России
от 01.11.2013 N 477

Цель – обеспечить переход от административного регулирования недропользования к геолого-техно-экономически обоснованному механизму оценки возможности разработки запасов полезных ископаемых.

Задачи:

- **Повышение достоверности запасов**
- **Упрощение схемы утверждения запасов**
- **Снижение административных барьеров**
- **Обеспечение комплексного подхода к администрированию льготированных параметров**
- **Совершенствование механизма государственного регулирования для вовлечения в разработку неэффективных и трудноизвлекаемых запасов**
- **Гармонизация с международными системами**

Запасы делятся по промышленному освоению и степени геологической изученности

Стадия промышленной разработки

Стадия разведки

Извлекаемые запасы
(технологические/рентабельные) определяют на
основе технологической схемы или
технологического проекта разработки
месторождения

Извлекаемые запасы определяют на основе
аналогий или Проекта пробной эксплуатации
месторождения (залежи)

Категории запасов

A

B1

B2

C1

C2

Разбуренные,
разрабатываемые
Фактический
эксплуатационный
фонд

Подготовленные
к промышленной
разработке
Основной
проектный фонд
для разбуривания

Неразбуренные,
оцененные
Планируемый
проектный,
включая
зависимый, фонд
для разбуривания

Разведанные

Предварительно
оцененные

Действующими проектными документами являются
ТСР, ТПР или Дополнения к ним

Отсутствует технологический проектный документ
или действующим документом является ППЭ
(Дополнение к нему)

Основа НКЗ – экономическая оценка перспектив освоения запасов УВС, выполненная в соответствии со степенью изученности месторождений.

Одна из ключевых задач НКЗ – создание условий для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Разрабатываемые

Разведываемые

Категории запасов

A

B1

B2

C1

C2

Извлекаемые запасы рассчитываются на основе детальных экономических расчетов, определяющих оптимальную систему разработки месторождения

Экономические расчеты включают оценку риска не подтверждения запасов

Экспертная экономическая оценка перспектив освоения месторождения

Извлекаемые запасы рассчитываются за весь период разработки и за *рентабельный* период

Извлекаемые запасы оцениваются по аналогии

Запасы, составляющие основу для государственного планирования добычи нефти

Запасы, требующие дополнительного изучения и, возможно, введения дополнительных льгот со стороны государства



Стадия разведки	Стадия промышленной разработки
Отсутствует проектный документ на разработку или утверждены: Проект пробной эксплуатации единичных поисковых (разведочных) скважин или Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи)	Утверждены технологическая схема или технологический проект разработки месторождения

Категории запасов				
C1	C2	A	B1	B2
Разведанные	Предварительно оцененные	Разбуренные, разрабатываемые Пробуренный эксплуатационный фонд	Подготовленные к промышленной разработке Основной проектный фонд для разбуривания	Неразбуренные, оцененные Планируемый проектный фонд для разбуривания

Категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:

- степень геологической изученности;
- степень промышленного освоения.

Ресурсы			
D0	Dл	D1	D2
Подготовленные	Локализованные	Перспективные	Прогнозируемые

В зависимости от фазового состояния и соотношения основных полезных ископаемых УВ соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на 6 типов

Тип месторождения (залежи)	Состав основных УВ соединений
Нефтяное (Н)	только нефть, насыщенная в различной степени газом
Газонефтяное (ГН)	нефть и газ: основная часть залежи нефтяная, газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи
Нефтегазовое (НГ)	газ и нефть: газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи
Газовое (Г)	только свободный газ
Газоконденсатное (ГК)	газ с конденсатом
Нефтегазоконденсатное (НГК)	нефть, газ и конденсат

Нефтяная оторочка – нефтяная часть нефтегазовой или нефтегазоконденсатной залежи, объем которой меньше или равен объему газовой (газоконденсатной) части залежи при начальных пластовых условиях.

Нефтяная залежь с газовой шапкой – нефтяная часть газонефтяной или нефтегазоконденсатной залежи, объем которой больше объема газовой (газоконденсатной) части залежи при начальных пластовых условиях.

Ранжирование месторождений по величине начальных извлекаемых запасов (млн. т для нефти и млрд м³ для свободного газа)

Предыдущая классификация

Группы	нефть	газ
Уникальные	> 300	> 500
Крупные	30 – 300	30 – 500
Средние	10-30	10-30
Мелкие	1-10	1-10

Новая классификация

Группы	нефть	газ
Уникальные	> 300	> 300
Крупные	30 – 300	30 – 300
Средние	5 - 30	5 - 30
Мелкие	1 - 5	1 - 5
Очень мелкие	<1	<1

Изменения:

- Установлены единые величины извлекаемых запасов для ранжирования нефтяных и газовых месторождений
- Выделена новая группа – «Очень мелкие месторождения»

По сложности геологического строения независимо от величины запасов месторождения (залежи) разделяются на три типа

Тип месторождения (залежи)	Описание
Простого строения	однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу
Сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и ФЕС продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений
Очень сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и ФЕС продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, развитием тектонических нарушений, а также коллекторами со сложной структурой порового пространства

Классификация нефтей по содержанию серы

Содержание серы, %	Типы нефти
< 0,5	Малосернистые
0,5 -1,0	Среднесернистые
1,0-3,0	Сернистые
>3,0	Высокосернистые

Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
< 5	Малосмолистые
5 -15	Смолистые
> 15	Высокосмолистые

Классификация нефтей по количеству парафинов

Содержание парафинов, %	Типы нефти
< 1,5	Малопарафинистые
1,51 - 6	Парафинистые
> 6	Высокопарафинистые

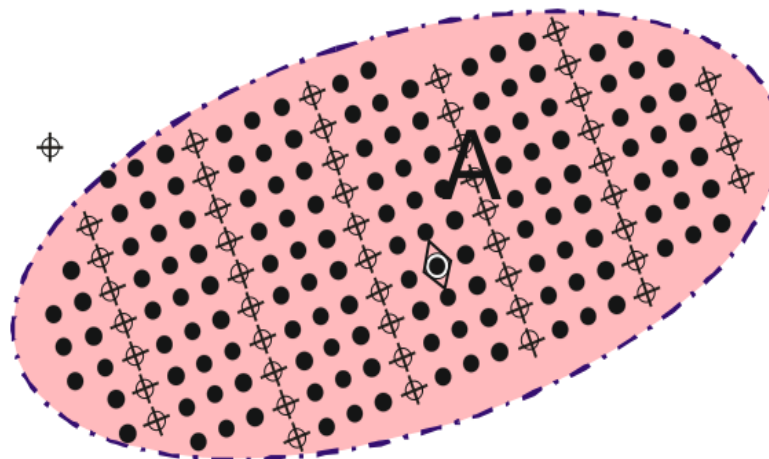
Классификация нефтей по плотности

Плотность при 20° и 0,1 мПа, г/см ³	Типы нефти
< 0,83	Особо легкая
0,831 – 0,850	Легкая
0,851 – 0,870	Средняя
0,871 – 0,895	Тяжелая
> 0,895	Битуминозная

Классификация нефтей по вязкости

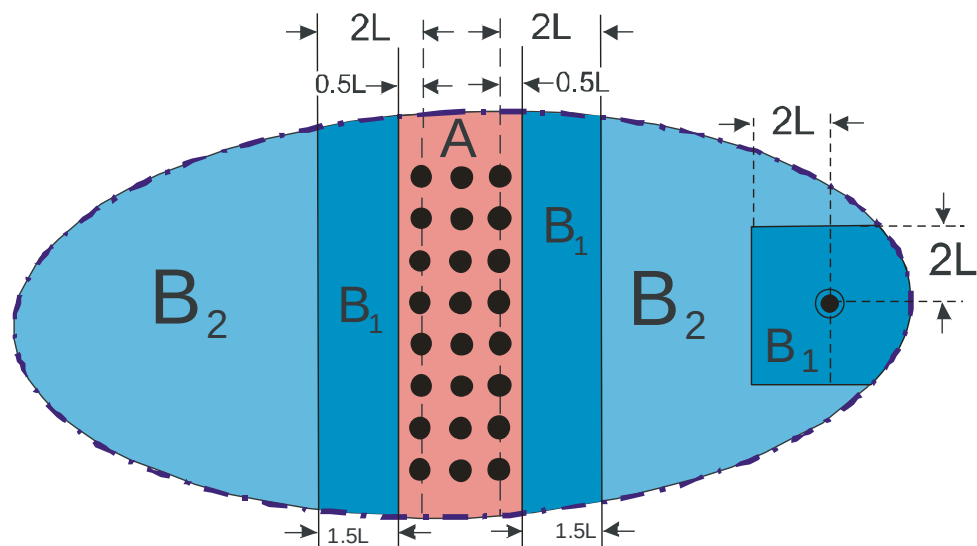
Вязкость в пласт. условиях, мПа*с	Типы нефти
< 5,0	Незначительной вязкости
5,1 – 10,0	Маловязкая
10,1 – 30,0	Повышенной вязкости
30,1 – 200,0	Высоковязкая
> 200,0	Сверхвязкая

- В Классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:
- **степень геологической изученности;**
 - **степень промышленного освоения.**
-
- Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются **изученность геологического строения** и нефтегазоносности залежи **сейсмическими** и другими полевыми **геофизическими** исследованиями, **бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями**



Границы запасов категории А устанавливаются для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, и ранее числящимися в эксплуатационном фонде на данную залежь -
по контуру залежи

**ИЗУЧЕННОСТЬ ЗАЛЕЖИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИОРИТЕТНЫМ
ФАКТОРОМ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ ЗАПАСОВ КАТЕГОРИИ А**

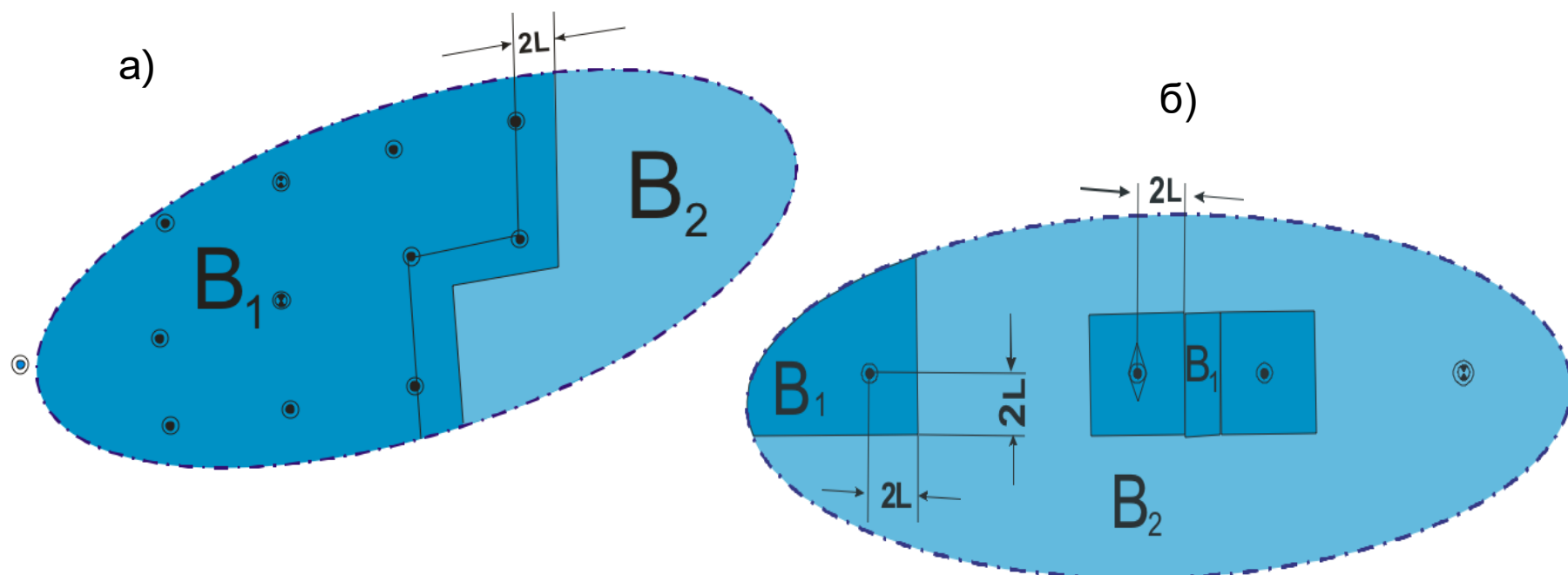


- Для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами - на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом, от линии, проходящей через крайние скважины, в сторону неизученной части залежи ($0,5 L$, где L – расстояние между эксплуатационными скважинами)
- В качестве крайних скважин в каждом пласте принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие), запроектированные именно на этот пласт.
- Транзитные эксплуатационные скважины, запроектированные на другой пласт и не вскрытые перфорацией в данном пласте, не используются в качестве крайних при определении границы категории А.
- L – должно быть обосновано в ПТД

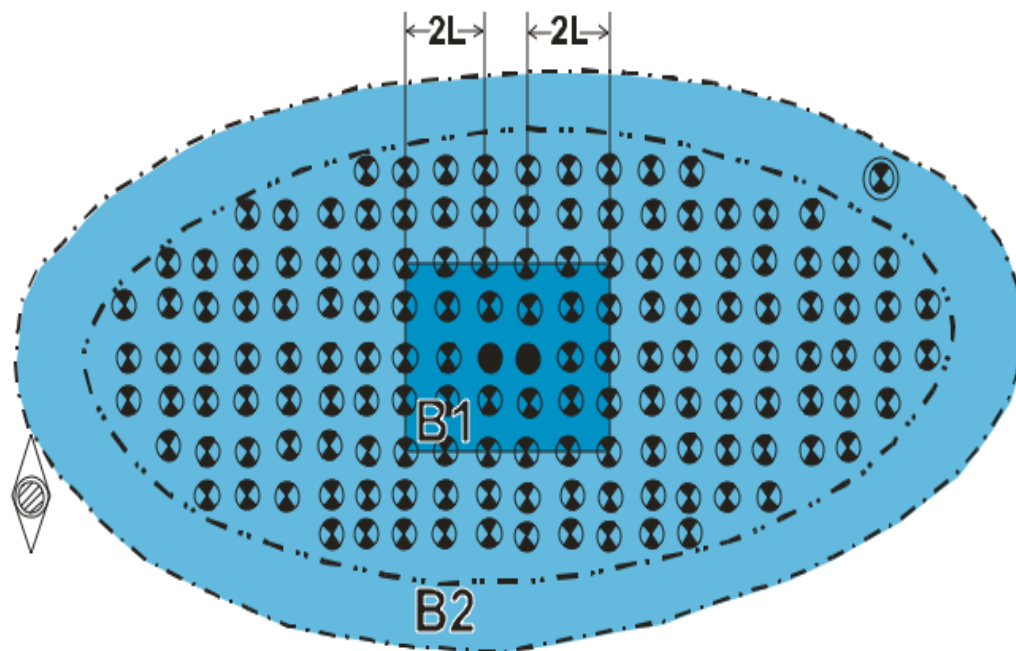


для залежей, разрабатываемых, в том числе, скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии 0,5 L

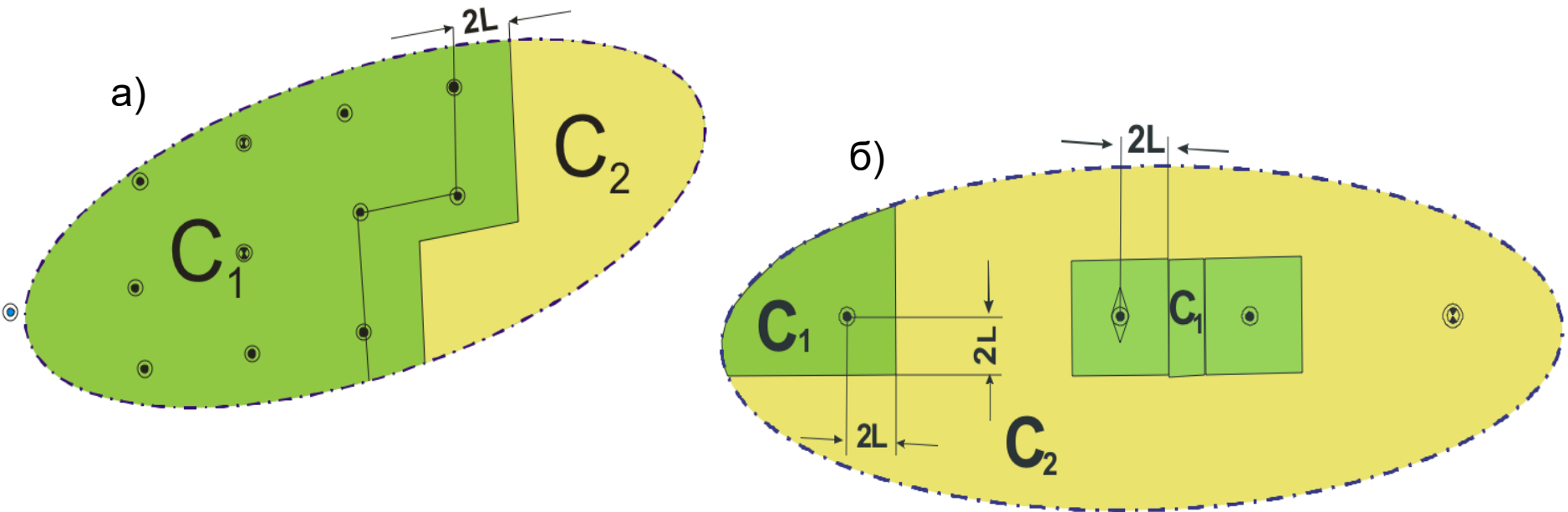
- если эксплуатационные скважины, отнесенные к категории А, расположены на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории А можно распространить до этого контура;
- для газовых и газоконденсатных залежей, учитывая особенности систем размещения скважин, применяемых для их разработки, границу запасов категории А рекомендуется проводить по границе зоны дренирования (определяется по данным замеров пластового давления в наблюдательных скважинах или рассчитывается по данным гидродинамического моделирования). В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории А проводят по контуру залежи.



- для частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне, или опробованными испытателем пластов в процессе бурения (некоторые соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи (рис. а);
- отдельно расположенные не опробованные и **недостаточно изученные** разведочные скважины в категорию B_1 не включаются (рис. б);

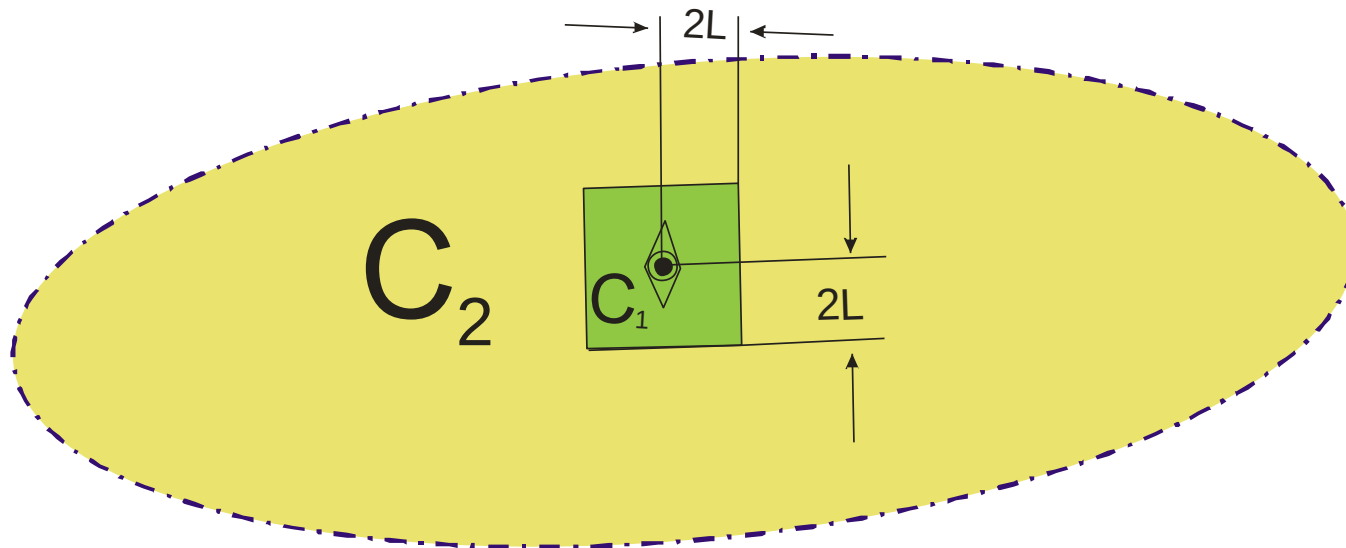


Границы запасов категории B_1 устанавливаются для частей залежи разрабатываемых месторождений, около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин – на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ($2L$) от опробованных скважин



Границы запасов категории C_1 устанавливаются:

- в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа, позволяющие на данной стадии изученности дать предварительную оценку нефтегазоносного потенциала залежи, а также по результатам опробования скважин испытателем пластов (отдельные соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керн) - в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ($2L$), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей разрабатываемых месторождений;
- если расстояние между квадратами запасов категории C_1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться (рис.б)



- К категории C_2 (оцененные) в соответствии с требованиями Классификации относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, **изученных** сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

Если все скважины в пределах залежи
испытаны в процессе бурения
испытателем пластов на кабеле, то её
запасы относятся к категории C_2

В рамках гармонизации Классификации запасов по УВС с международными системами:

- ✓ Проведено согласование связующего документа между НКЗ РФ и РКООН-2009 с членами TAG (15 ведущих мировых экспертов)
- ✓ Связующий документ согласован с Бюро группы экспертов по ресурсным классификациям Европейской экономической комиссии ООН (EGRC UNECE) - 25.05.2016г
- ✓ Проведены общественные слушания (размещение на сайте ООН) - 14 июня – 14 августа 2016 г
- ✓ Утвержден связующий документ НКЗ РФ и РК ООН-2009 – 30 сентября 2016г

НКЗ УВС РФ - первая национальная классификация интегрированная с РКООН-2009

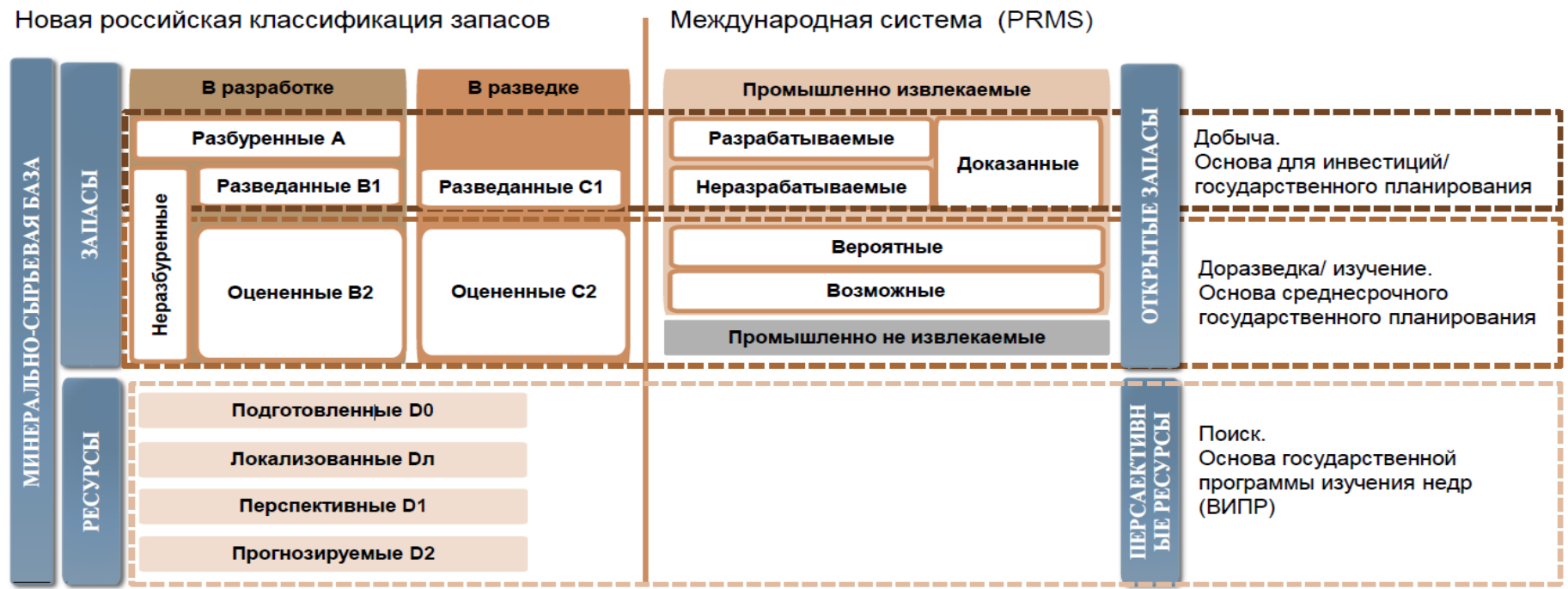
«Это был наиболее сложный проект для Группы Экспертов из подготовленных на сегодняшний день, и несмотря на фундаментальные различия между этими двумя классификациями, но благодаря хорошей связи и сотрудничеству Группы Экспертов и ГКЗ, нам удалось урегулировать все сложности этих различий».

David MacDonald, Председатель Группы Экспертов по Классификации Ресурсов

«Этот документ обеспечивает конкретную связь двух систем классификаций. Это значительно улучшит международные связи в области нефти и газа. Нам нужно иметь полное понимание о запасах горючих ископаемых, представляющих 80% первичной энергии в регионе ЕЭК ООН и 90 % в Российской Федерации, если мы хотим использовать их максимально рационально и достичь задач поставленных в Программе Устойчивого Развития до 2030 г.»

Кристиан Фриис Бах, Исполнительный секретарь Европейской экономической комиссии ООН

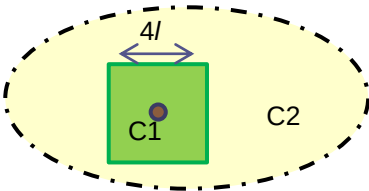
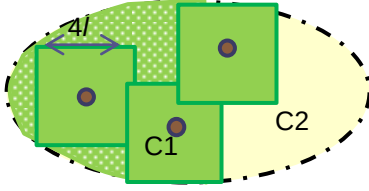
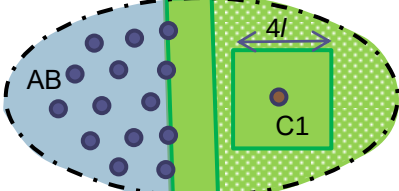
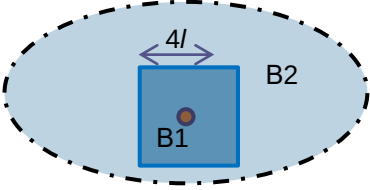
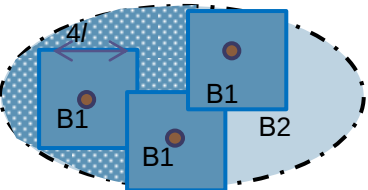
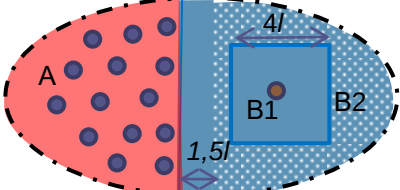
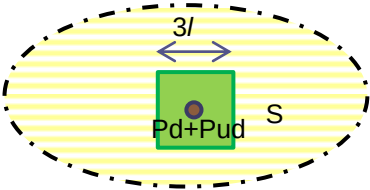
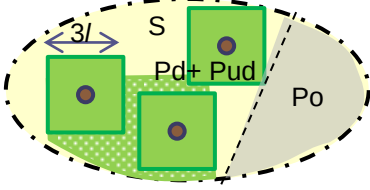
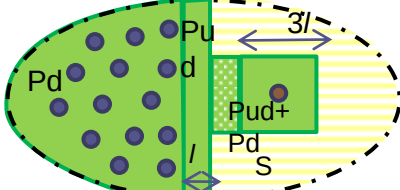
Новая классификация запасов позволяет решать задачи государственного планирования и служит основой для оценки инвестиций



Оценка рентабельных запасов позволяет исключить из государственного планирования добычу технологически и экономически неэффективных запасов (нерентабельных).

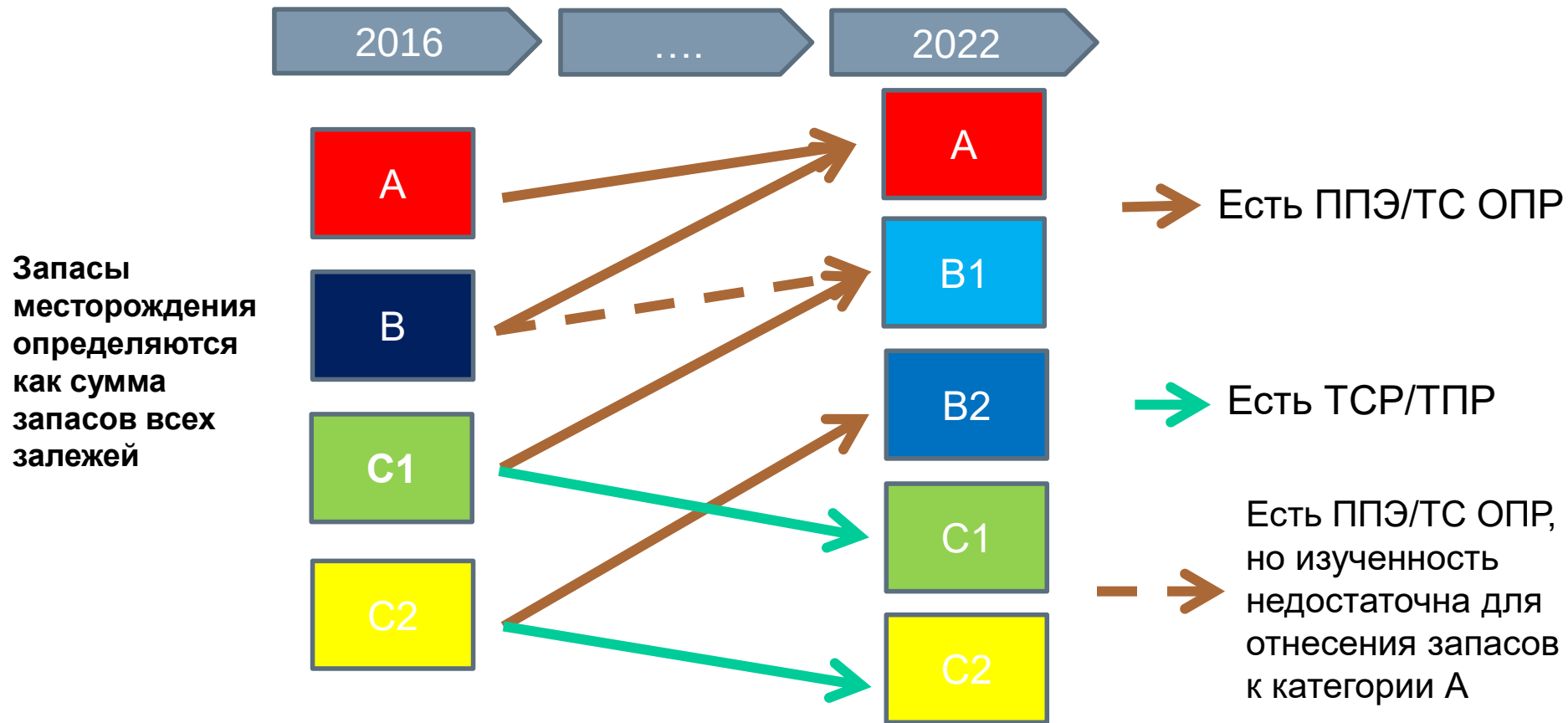
Вовлечение объемов извлекаемых нерентабельных запасов в освоение – основа для государственного регулирования.

Из доклада Генерального директора ГКЗ Шпунова И.В.

Классификация	Залежь нерентабельная, вскрытая единственным скважиной	Залежь частично рентабельная, покрытая сеткой разведочных скважин	Разбуренная эксплуатационной сеткой залежь
Российская временная классификация-2001			
Новая Российская Классификация-2016			
Американского общества инженеров-нефтяников (PRMS)			

Новый подход к выделению категорий запасов сохраняет основные принципы российской классификации

Количество запасов промышленных категорий при переводе на НКЗ незначительно уменьшается.
 Категория В1 имеет опцию: можно объединять или продлевать границы категорий запасов В1 и С1 если ширина недоизученной части залежи меньше 2 шагов эксплуатационной сетки либо доказана гидродинамическая связь между различными частями залежи (можно расширить категорию В1 если разведочная скважина коррелируется по разрезу с разбуренным фондом – экономическая составляющая)



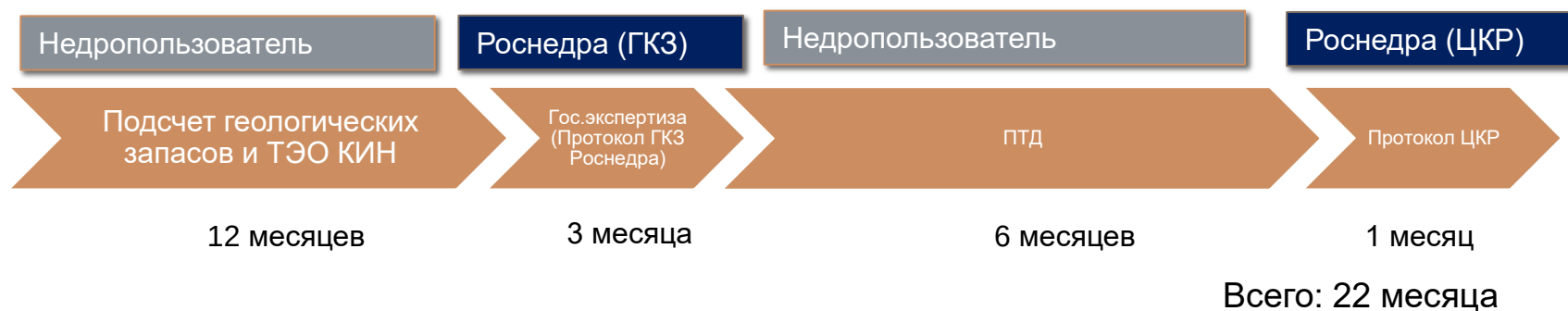
Новая классификация предполагает совместную работу ГКЗ и ЦКР.

При рассмотрении первых ТСР и ТПР обязателен полный подсчет запасов (исключение - мелкие и очень мелкие м/р)

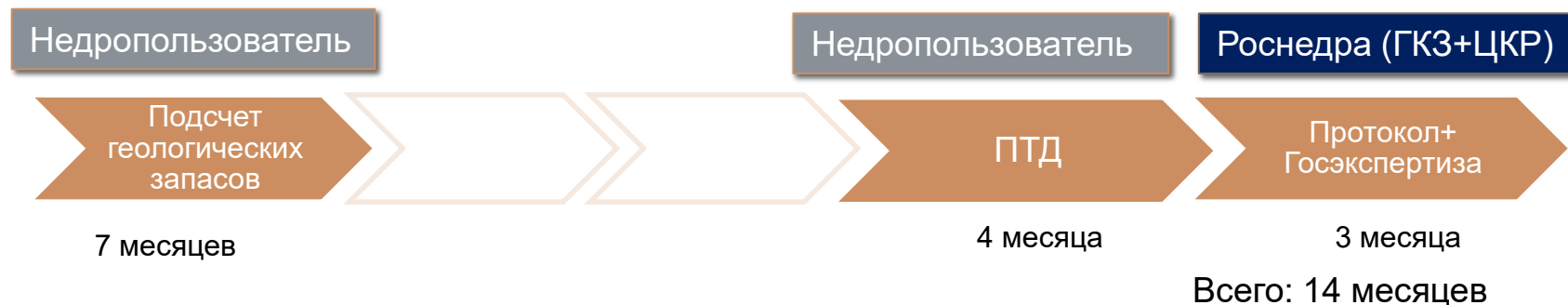
Для больших подсчетов запасов проводятся совместные пленарные заседания ГКЗ и ЦКР.

Для ОПЗ и ТСР возможны отдельные заседания с выходом согласованных протоколов

Старая схема (до 2016 г.)



Новая схема (после ввода новой классификации запасов)



Таким образом, ЦКР полностью интегрируется в структуру ГКЗ

Новая схема позволяет:

- сократить на 40% время подготовки документов
- Снизить административные барьеры за счет реализации принципа «одного окна»

- **Определяется степенью геолого-промысловой изученности, которая достаточна для составления технологической схемы разработки.**
- Месторождение считается подготовленным к промышленной разработке при условии, что **запасы нефти/газа категории C_1 по основным залежам месторождения составляют более 30% от всех запасов залежи и при соблюдении требований к изученности для категории B_1**

Основные требования к подсчету запасов

Основным объектом подсчета запасов является залежь.

Запасы месторождения в целом определяются как сумма запасов всех залежей (подсчетных объектов).

При определении запасов нефти, газа и попутных полезных компонентов, целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

Запасы нефти и газа (свободного, газа газовых шапок, растворенного) и попутных полезных ископаемых подсчитываются и учитываются отдельно.

Подсчет начальных и остаточных запасов нефти и газа производится отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газоводонефтяной, газоводяной, нефтяной и водонефтяной зон.

Для очень мелких и мелких многопластовых месторождений подсчет запасов может производиться без деления по зонам насыщения.

Подсчет и учет запасов различных категорий ведется отдельно. Выделение категорий по каждой залежи производится отдельно. Для двухфазных залежей выделение категорий может проводиться отдельно для их нефтяной и газовой частей.

Основные требования к подсчету запасов

Для проведения государственной экспертизы геологических и извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений (категории запасов А, В₁, В₂) совместно предоставляются подсчет запасов и проектный технический документ (технологическая схема, технологический проект разработки и дополнения к ним).

При изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий А, В₁, В₂ более чем на 20% от начальных запасов по месторождению и/или принципиальном изменении геологической модели месторождения на экспертизу представляются подсчет геологических запасов и технологическая схема/проект разработки. Изменение запасов очень мелких месторождений рассматривается в рамках оперативного подсчета запасов.

Принципиальным изменением геологической модели месторождения признается изменение типов залежей (пликативные, тектонически экранированные, литологически ограниченные), разделение или соединение ранее утвержденных залежей в другие подсчетные объекты, не совпадающие с учтенными в государственном балансе запасов.

При изменении ранее утвержденных запасов менее чем на 20% на экспертизу предоставляется ОПЗ, при этом КИН, КИГ, КИК принимаются ранее утвержденные.

Если ранее утвержденные извлекаемые запасы не подтверждаются при сохранении ранее принятой геологической модели, на экспертизу предоставляется обоснование КИН, КИГ, КИК в рамках ТСР, ТПР или дополнений к ним.

Требования к графическим материалам подсчета запасов

При графическом отображении площадей в границах различных категорий запасов используется следующая цветовая гамма:

для категории А – светло-красный цвет;

для категории В₁ – светло-синий цвет;

для категории В₂ – голубой цвет;

для категории С₁ – светло-зеленый цвет;

для категории С₂ – желтый цвет.

Согласно РАЗЪЯСНЕНИЯМ и рекомендациям (приложение к письму ФБУ «ГКЗ» от 14.04.2016 г. № 01-15/35) :

при ОПЗ

п. 13. «При предоставлении на Государственную экспертизу ОПЗ по одной или нескольким залежам месторождения, предоставляется таблица перевода на новую классификацию запасов всех продуктивных пластов месторождения, числящихся на Государственном балансе полезных ископаемых на 01.01.2016 г. и в целом по месторождению.»

п.14. «В случае, если пользователь недр представляет на Госэкспертизу ОПЗ совместно с ДТСР/ДТПР, извлекаемые запасы УВС определяются по результатам государственной экспертизы на основании данных, представленных в ПТД.»

п15. « В случае, если ОПЗ предоставляется без ПТД, коэффициенты извлечения УВС (КИН,КИК и КИГ) не изменяются и принимаются в соответствие с данными по состоянию на 01.01 предыдущего года.

при ПЗ

п. 17. Начиная с 01.01.2016 г. по всем месторождениям в составе материалов по ПЗ в качестве ТЭО коэффициентов УВС предоставляется ПТД

п.19. В случае, если по месторождению в 2015 г. выполнялся ПЗ +ТЭО КИН, то в 2016-2017 годах могут предоставляться следующие документы без ПЗ:

- ТСР для месторождения, подготовленного к вводу разработку;
- ТПР для разрабатываемого месторождения

Технические проекты предоставляются с таблицей по переводу запасов в категории новой классификации

Начиная с 2018 г. ТСР и ТПР на разработку средних, крупных и уникальных месторождений предоставляется на экспертизу совместно с ПЗ

п.20. Если пользователь недр обосновывает изменение коэффициентов УВС без изменения геологической модели и геологических запасов относительно данных ГБЗ, то на Госэкспертизу предоставляется ДТСР или ДПР.

В этом случае, совместно с ПТД представляется информация о переводе запасов УВС в категории новой классификации по каждой залежи, согласно таблиц 1.1 и 1.2 данных РАЗЪЯСНЕНИЙ

Проектные технологические документы на разработку месторождений УВС составляются на геологические запасы, прошедшие государственную экспертизу, либо представляемые совместно с ПТД.

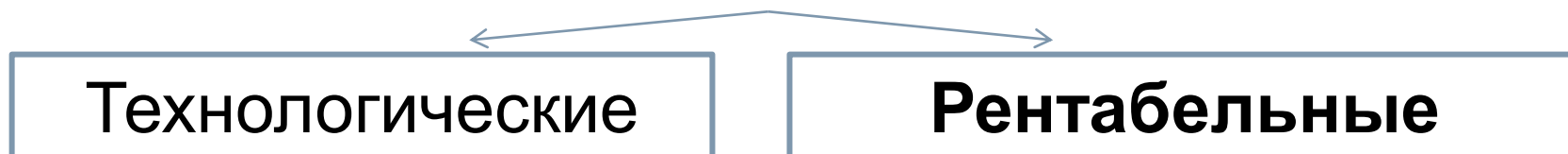
В проектом технологическом документе проводится обоснование извлекаемых (технологических и **рентабельных**) запасов УВС с последующим учетом их в ГБ РФ.

Проектирование разработки месторождений должно быть направлено на достижение максимально возможного извлечения УВС, при соблюдении требований рационального комплексного использования и охраны недр и выполнения условий экономической целесообразности разработки месторождения для государства и пользователя недр.

Коэффициенты извлечения (технологический и рентабельный) и извлекаемые запасы УВС, обоснованные в ПТД, проходят **государственную экспертизу** с постановкой на ГБ РФ.

Для учета **рентабельных** запасов созданы новые требования к экономической оценке, являющиеся частью Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС

- В государственном балансе появится дополнительная графа:
 - 1. Геологические запасы
 - 2. Извлекаемые запасы



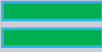
- Технологические запасы – предполагают полную разработку месторождения (залежи) до $Q_n \leq 0,5$ т/сут, $H_2O \geq 98\%$, $ГФ \geq 2500$ м³/т
- **Рентабельные запасы** – предполагают разработку за период рентабельной эксплуатации месторождения (залежи)

- В 2017 году на баланс государства встанут первые рентабельные запасы, а к 2022 году получим рентабельные запасы по стране в целом – переходный период 6 лет

Извлекаемые запасы за нерентабельный период – основа для государственного регулирования (предоставление льгот для перевода запасов в рентабельные, стимулирование применения инновационных технологий добычи и новых МУН).

Недропользователь должен предлагать в ПТД пути перевода запасов в рентабельные категории

Оценка рентабельных запасов позволит исключить из государственного планирования добычу технологически и экономически неэффективных запасов (нерентабельных)

Действующие требования	Изменения	Новые требования
Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) – ППЭ		Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) - ППЭ
Технологическая схема опытно-промышленной разработки (ТС ОПР)		Утвержденные до 2016 года действуют до окончания утвержденного срока с возможностью выполнения в этот срок Дополнения. <u>С 2016 года новые ТС ОПР не принимаются</u>
Технологическая схема разработки (ТСР)		Технологическая схема разработки (ТСР)
Технологический проект разработки (ТПР)		Технологический проект разработки (ТПР)
Дополнения к проектным документам (ДППЭ, ДТСР, ДТПР)		Дополнения к проектным документам (ДППЭ, ДТСР, ДТПР)

- ❖ ТСР и ТПР составляются для месторождения в целом;
- ❖ Для крупных и уникальных месторождений допускается составление ТСР/ТПР и дополнений к ним для одного или нескольких ЭО с общей системой сбора и подготовки продукции;
- ❖ Для групп мелких и очень мелких месторождений с общей системой сбора и подготовки продукции допускается составление единой ТСР / ТПР с разделением показателей разработки по месторождениям

При разработке месторождения
несколькими пользователями недр

Наличие у одного недропользователя
лицензий на часть (части) месторождения
в разных субъектах Российской
Федерации

Часть месторождения находится в
нераспределенном фонде недр

Проектный документ
должен быть единым,
с разделением
показателей
разработки
и проектных решений
по лицензионным
участкам
и нераспределенному
фонду недр

ПТД могут составляться по отдельным ЛУ, при этом предложенные проектные решения должны быть согласованы между пользователями недр прилегающих участков. Данное согласование (протокол) является основанием для рассмотрения ПТД Федеральным органом управления государственным фондом недр.

Согласно пункта 2.2.11 Правил проектирования допускается выполнение упрощённых проектных документов:

Допускается составление ДТСР/ДТПР по упрощённой схеме (но не более двух раз подряд) для месторождений, содержащих несколько объектов разработки в следующих случаях:

- при выявлении новых залежей после составления последнего проектного документа, если технологические решения и прогнозные уровни добычи по остальным залежам (эксплуатационным объектам) не изменяются;
- при изменении технологических решений и прогнозных уровней добычи нефти для одного или нескольких (не более трех) объектов разработки.

В этом случае построение геологической и гидродинамической модели осуществляется для новых залежей или объектов с изменяемыми технологическими решениями или прогнозными уровнями добычи нефти. Для остальных объектов приводятся основные положения и таблицы действующего проектного документа в соответствии с утвержденным протоколом ЦКР.

По разрабатываемым объектам производится актуализация технологических показателей и прогнозных расчетов на основе решений, принятых в действующем проектном документе.

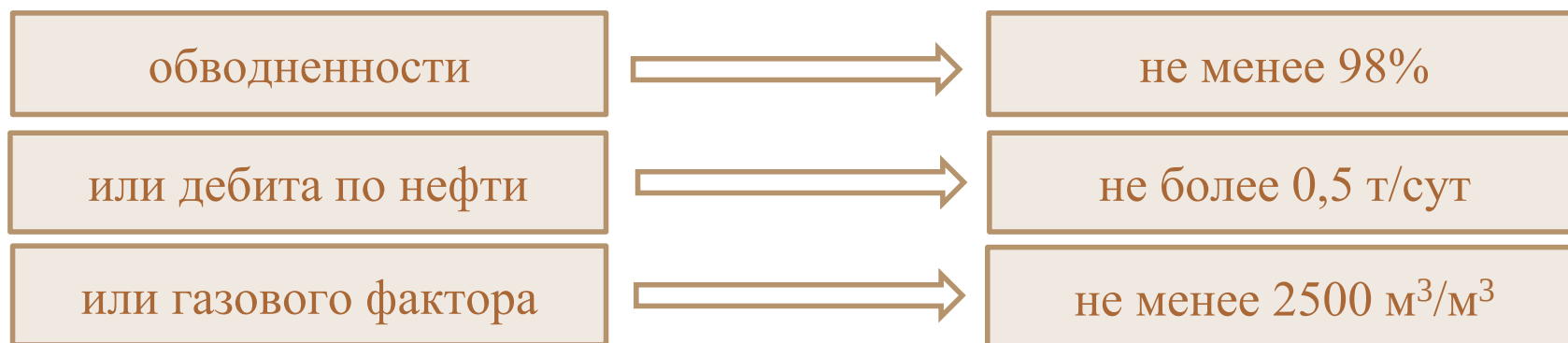
Фактическим годом ввода месторождения в пробную эксплуатацию или промышленную разработку считается год получения добычи УВС из первой скважины, предусмотренной соответствующим ПТД.

Необходимость составления ПТД обосновывается недропользователем(ями) самостоятельно.

Проектные решения и технологические показатели разработки действующего ПТД на разработку месторождения утрачивают силу с момента (даты) согласования нового.

Технологические показатели разработки в ПТД и дополнениях к ним рассчитываются до конца разработки месторождения. Прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации:

добывающих нефтяных скважин при достижении:



добывающих газовых или газоконденсатных скважин при снижении:

устьевого давления ниже давления, обеспечивающего технологическую возможность подачи газа для подготовки и магистрального транспорта

Начало стадии	Постановка запасов УВС на ГБ РФ
Цель	Получение информации для ввода месторождения в промышленную разработку
Категория запасов	C_1 и C_2
Проектные документы	Проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой (разведочной) скважины Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) и Дополнения к нему
Условия завершения стадии	Геологические запасы по категории C_1 >30% от всех запасов месторождения Реализован ППЭ Получены данные для подготовки ПЗ и ТСР, вводу месторождения в промышленную разработку
Примечание	Для газовых, газоконденсатных и морских месторождений на стадии разведки ППЭ может не составляться

Под пробной эксплуатацией единичных поисковых и разведочных скважин понимается комплекс работ, проводимых с целью уточнения добычных возможностей скважин (в том числе с применением технологий интенсификации притока), состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов (коэффициенты продуктивности, дебиты флюидов из скважин, газовый фактор и т.п.) и выявления изменений этих параметров во времени.

Целесообразность и сроки проведения пробной эксплуатации единичных поисковых (разведочных) скважин до составления ПТД на разработку месторождения согласовываются органами, выдавшими лицензию и органами государственного контроля.

Цель ППЭ - **получение необходимой информации** для уточнения геологического строения, добычных возможностей, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленному освоению.

Срок действия ППЭ зависит от величины начальных извлекаемых запасов месторождения:

Категория месторождения	Величина запасов, млн. т	Срок действия ППЭ	
		< 5 ЭО	> 5 ЭО
Очень мелкие и мелкие	< 5	не более 3 лет	не более 5 лет
Средние	5 - 30	не более 5 лет	не более 7 лет
Крупные и уникальные	> 30	не более 7 лет	

В случае необходимости проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий технологии разработки, **срок ППЭ может** быть дополнительно **продлен до 3-х лет** по согласованию с федеральным органом управления государственным фондом недр на основании рекомендации государственной экспертизы запасов.

На средних, крупных и уникальных месторождениях **в период пробной эксплуатации может добываться не более 20% начальных извлекаемых запасов, числящихся на госбалансе.**

Сроки ввода месторождений в пробную эксплуатацию должны соответствовать условиям пользования недр.

Основные требования к ППЭ:

- ❖ *В ППЭ выделяется участок (участки) пробной эксплуатации (на карте).*
- ❖ ППЭ должен включать подробную программу научно-исследовательских работ и доразведки месторождения, обеспечивающую получение всей необходимой информации для выполнения подсчета запасов и составления технологической схемы разработки.
- ❖ Для перспективного планирования обустройства месторождения и объектов внешнего транспорта составляют один вариант разработки на полное развитие, с вовлечением запасов категории С1+С2. Для этого варианта рассчитываются технико-экономические показатели до конца расчетного периода.
- ❖ Для проекта ППЭ и дополнений к нему не являются обязательными следующие разделы отчета при условии отсутствия необходимых исходных данных:
 - состояние разработки месторождения;
 - методы интенсификации добычи углеводородов и повышения КИН;
 - анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин;
 - создание трехмерной геологической и гидродинамической моделей месторождения.

Дополнение к ППЭ составляется по данным разведочного и эксплуатационного бурения в рамках сроков действия утвержденного проектного документа в случае:

- Изменения границ месторождения или участков пробной эксплуатации на залежах, выделенных в последнем проектном документе в связи с уточнением представлений о геологическом строении месторождения или залежей;
- Выявление новых продуктивных пластов;
- Выделения дополнительных участков пробной эксплуатации на залежах, выявленных после утверждения проектного документа;
- Необходимости изменения выделенных эксплуатационных объектов;
- Уточнение или изменение технологических решений по системе разработки

ППЭ и дополнения к нему составляются на запасы категории C_1+C_2 . Недропользователь имеет право осуществлять бурение и добычу УВС из разведочных и эксплуатационных скважин (согласно решениям ППЭ) в границах запасов C_2 и представлять обосновывающие геологические материалы на рассмотрение и утверждение Федеральным органом управления государственным фондом недр оперативных изменений в категории запасов числящихся на ГБЗ РФ, до конца года в котором начата добыча. Изменения в категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ РФ по состоянию на 1 января года следующего, за годом внесения оперативных изменений.

Условия ввода месторождения в промышленную разработку	Прошли государственную экспертизу геологические запасы УВС Запасы нефти/газа категории А+В₁ составляют не менее 30% от всех запасов месторождения Утверждена ТСР месторождения Определены добычные возможности скважин, изучены свойства УВС Изучены гидрогеологические, геокриологические, экологические условия разработки Оценены наличие и возможность добычи подземных вод для собственных нужд в пределах горного отвода
Категория запасов	А, В ₁ и В ₂
Проектные документы	Технологическая схема разработки и Дополнения к ней Технологический проект разработки и Дополнения к нему
ТПР	Составляется для месторождений с начальными геологическими запасами категории А более 75%
Завершение стадии	Решение о сроке завершения разработки и переходе к ликвидационным работам обосновывается в ПТД

ПТД на разработку месторождений УВС составляются на запасы категорий $A+B_1+B_2$. На стадии промышленной разработки месторождения недропользователь имеет право разбуривать или иным способом (возврат на ЭО, углубление на ЭО, приобщение интервала ЭО и др.) получать информацию, в том числе осуществлять добычу УВС по участкам ЭО (залежи, ЭО) с запасами категории B_2 и представлять обосновывающие геологические материалы на рассмотрение и утверждение Федеральным органом управления государственным фондом недр оперативных изменений в категории запасов, числящиеся на ГБЗ РФ до конца года, в котором начата добыча. Изменения в категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ РФ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

Для очень мелких и мелких месторождений составление ТСР и перевод в группу разрабатываемых (без ППЭ) возможны при условии, что подсчитанные в оперативном порядке запасы не требуют дополнительного проведения геологоразведочных работ, и уточнение геологического строения месторождения может быть проведено в процессе его освоения

Месторождения вводят в промышленную разработку на основе ТСР, выполненной вместе с полным подсчетом запасов и утвержденной в установленном порядке.

ПТД	Наличие ПЗ или ОПЗ	Условие
ТСР/ТПР	ПЗ	
ТСР/ТПР	ОПЗ	Для очень мелких месторождений
ДТСР/ДТПР	ПЗ	При изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$ более чем на 20% от запасов по месторождению и/или принципиальном изменении геологической модели месторождения
ДТСР/ДТПР	ОПЗ	Для очень мелких месторождений Для других месторождений при изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$ не более, чем на 20% или открытии новой залежи

ДТСР/ДТПР без ПЗ/ОПЗ составляются в случаях:

- отклонении фактической годовой добычи нефти и/или свободного газа от проектной, превышающем установленное значение отклонений в соответствии с распоряжением распорядителя недр;
- положительные результаты проведенных на месторождении ОПР и возможности их распространения на объект разработки или изменении (не подтверждении) эффективности проводимых ГТМ;
- необходимостью изменения технологии и системы разработки.

В составе ПТД (в том числе по упрощенной схеме) могут быть выделены участки опытно-промышленных работ с целью проведения экспериментальных работ (мероприятий) на скважинах, участках ЭО (залежах) по испытанию новых технических средств и технологий разработки для данных геолого-физических условий.

***Опытно-промышленные работы:** мероприятия, проводимые на скважинах, расположенных на локальных участках месторождения (ЭО) по испытанию новых технических средств и технологий разработки с целью увеличения дебита/приемистости скважин или повышения нефте- (газо-, конденсато-) отдачи для данных геолого-физических условий.*

Технологические и технико-экономические показатели разработки для этого участка рассчитываются отдельно. Техничко-экономические показатели разработки участков ОПР определяются на весь расчетный период по эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

Срок проведения ОПР для утвержденной технологии не должен превышать семи лет, уровни добычи в этот период по участкам ОПР не регламентируются и не учитываются в суммарном уровне добычи, утвержденном по месторождению.

Проектный уровень годовой добычи нефти, по ЭО, млн.т.	Отклонение (±) фактич. годовой добычи от проектной, %
до 0,01 (включительно)	не регламентируется
более 0,01 до 0,025) (вкл-но)	50,0
более 0,025 до 0,05 (вкл-но)	40,0
более 0,05 до 0,10 (вкл-но)	30,0
более 0,10 до 1,0 (вкл-но)	25,0
более 1,0 до 3,0 (вкл-но)	20,0
более 3,0 до 5,0 (вкл-но)	15,0
более 5,0 до 7,5 (вкл-но)	12,5
более 7,5	10,0
Проектный уровень годовой добычи свободного газа/ газа ГШ, по ЭО, млрд. м³	Отклонение (±) фактич. годовой добычи от проектной, %
до 0,5 (вкл-но)	50
более 0,5 до 2 (вкл-но)	40
более 2 до 5 (вкл-но)	30
более 5	20

Допустимые отклонения по ЭО:

С целью оценки эффективности реализации проектных решений и достоверности расчетов, выполненных с использованием гидродинамической модели, представленной в действующем ПТД по ЭО, устанавливаются отклонения (+;-) фактической годовой добычи нефти и/или свободного газа от проектной.

В случае, отклонения сверх допустимых значений по ЭО, а также в случае превышения допустимых отклонений показателей, характеризующих выполнение технического проекта на разработку месторождения, предусмотренных действующим ПТД, недропользователю в процессе анализа за разработкой необходимо установить причины отклонений и внести соответствующие изменения в процесс разработки ЭО в ПТД.

Целью выделения эксплуатационных объектов является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных коэффициентов извлечения УВС (КИН, КИГ, КИК).

Эксплуатационный объект должен выделяться с запасами, достаточными для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин. Выделяются и обосновываются самостоятельные (основные) и возвратные ЭО.

Между выделяемыми ЭО должны быть выдержанные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между близкими по глубине ЭО.

Разработка возвратного ЭО, нерентабельность которого доказана в ПТД, должна быть предусмотрена скважинами, переводимыми с других ЭО, после выполнения ими проектного назначения.

Залежи, объединяемые в один ЭО, должны быть близки по ГФХ, ФЭС, литологии, величинам начальных пластовых давлений.

По залежам, запасы УВС которых самостоятельно учтены в ГБЗ РФ и объединенные в ПТД в один ЭО, должен осуществляться отдельный учет закачки рабочего агента и отдельный учет добываемых нефти, конденсата, газа, воды.

Трехмерные модели должны включать каждую залежь, числящуюся на государственном балансе. Построение моделей залежей УВС не должно вступать в противоречие с выделенными эксплуатационными объектами.

Запасы УВС и подсчетные параметры в представленных трехмерных ГМ и ГДМ должны соответствовать запасам УВС и подсчетным параметрам, прошедшим государственную экспертизу или обоснованным в подсчете запасов, выполненном совместно с проектным документом, по каждому подсчетному объекту/залежи (с учетом допустимых отклонений).

При моделировании нескольких эксплуатационных объектов в рамках одной модели необходимо предусмотреть возможность получения средних подсчетных параметров, запасов УВС и показателей разработки отдельно по каждому из эксплуатационных объектов (подсчетному объекту) УВС.

Трехмерные ГДМ представляются по всем вариантам разработки и должны включать в себя рассчитанную историю разработки, результаты расчета прогнозных показателей разработки по всем вариантам. В модели должна быть обеспечена возможность запуска расчета.

Допустимые отклонения при построении и приемке ГМ и ГДМ определяются действующим нормативным документом оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей.

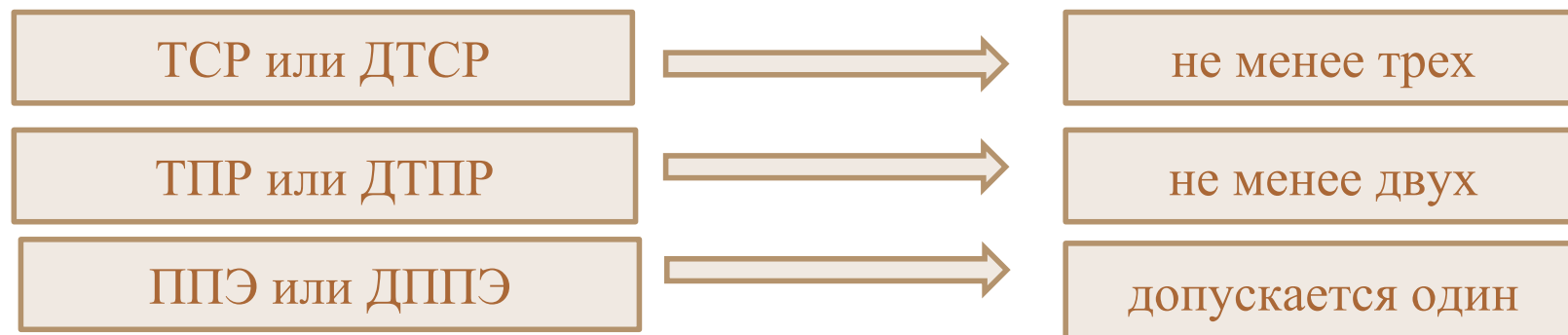
В рамках ППЭ КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи ГДМ, не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования.

При передаче на государственную экспертизу к проектному документу прилагаются трехмерные модели, включая пусковые файлы, обеспечивающие запуск моделей без присутствия авторов.

Расчетные варианты разработки могут различаться способами и агентами воздействия на пласт, системами размещения и количеством скважин, максимальными уровнями отбора УВС, объемами применения методов интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов и т.д. **Количество вариантов должно быть достаточным для обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС.**

Прогнозные технологические показатели разработки рассчитывают с применением гидродинамических моделей.

Число расчетных вариантов по эксплуатационным объектам:



Для исключения значительных временных затрат на перебор всех вариантов на первом этапе следует ориентироваться на системы размещения и плотности сеток скважин, апробированные на подобных месторождениях (залежах) данного района.

Для месторождения в целом формируется один вариант разработки как сумма рекомендуемых вариантов по эксплуатационным объектам, выбранных на основе технико-экономической оценки.

На недостаточно изученных участках залежей (категории запасов B_2 и C_2) проектные скважины могут быть отнесены к категории зависимых, бурение которых осуществляется по результатам уточнения геологического строения.

Если недропользователем по каким-либо причинам (техническим, технологическим, экономическим) в проектом документе не предусматривается освоение запасов категории B_2 , то в проекте должны быть либо представлены предложения по освоению этих запасов, либо предложения по изменению лицензионного соглашения.

В рамках проектных документов с целью установления единого методического подхода и источников информации для расчета показателей экономической эффективности экономическая оценка будет проводиться по требованиям, указанным в разделах 5.3, 6.11 и приложении 6 «Методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС».

В ТС, ТПР и дополнениях к ним оценка извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов должна проводиться по всем залежам УВС, выявленным на дату подсчета запасов и составления ПТД месторождения, в т. ч. в границах ЛУ всех пользователей недр и нераспределенного фонда недр. В ПТД **оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и соответствующих коэффициентов извлечения УВС выполняется для всех ЭО для рекомендуемого варианта разработки в границах геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$** . Технико-экономическая оценка каждого варианта разработки ЭО проводится до окончания проектного срока разработки ЭО.

Принципом определения рекомендуемого варианта разработки ЭО является расчет интегрального показателя $T_{\text{опт}}$ для каждого варианта разработки ЭО согласно ПТД:

$$T_{\text{опт}}(i) = H_{\text{кин}}(i) + H_{\text{киг}}(i) + H_{\text{кик}}(i) + H_{\text{NPV}}(i) + H_{\text{ддг}}(i);$$

$$\begin{aligned} H_{\text{кин}}(i) &= K_{\text{кин}}(i) / \max(K_{\text{кин}}(1) \dots K_{\text{кин}}(n)); H_{\text{киг}}(i) = K_{\text{киг}}(i) / \max(K_{\text{киг}}(1) \dots K_{\text{киг}}(n)); \\ H_{\text{кик}}(i) &= K_{\text{кик}}(i) / \max(K_{\text{кик}}(1) \dots K_{\text{кик}}(n)); H_{\text{NPV}}(i) = \text{NPV}(i) / \max(\text{NPV}_1 \dots \text{NPV}_n); \\ H_{\text{ддг}}(i) &= \text{ДДГ}(i) / \max(\text{ДДГ}_1 \dots \text{ДДГ}_n); \text{ где} \end{aligned}$$

$T_{\text{опт}}(i)$ – интегральный показатель оптимальности i -го варианта разработки ЭО;
 $H_{\text{кин}}(i)$, $H_{\text{киг}}(i)$, $H_{\text{кик}}(i)$ – нормированный коэффициент извлечения УВС i -го варианта;
 $H_{\text{NPV}}(i)$ – нормированный ЧДД пользователя недр i -го варианта;
 $H_{\text{ддг}}(i)$ – нормированный накопленный дисконтированный доход Государства для i -го варианта;
 $K_{\text{кин}}(i)$, $K_{\text{киг}}(i)$, $K_{\text{кик}}(i)$ – коэффициент извлечения УВС за рентабельный срок разработки для i -го варианта;
 $K_1 \dots K_n$ – коэффициенты извлечения УВС за рентабельный срок для рассмотренных вариантов разработки;
 $\text{NPV}(i)$ – ЧДД пользователя недр для i -го варианта разработки;
 $\text{NPV}_1 \dots \text{NPV}_n$ – ЧДД для вариантов разработки;
 $\text{ДДГ}(i)$ – накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки;
 $\text{ДДГ}_1 \dots \text{ДДГ}_n$ – накопленные дисконтированные доходы Государства для вариантов разработки;
 i – номер варианта разработки;
 n – количество вариантов разработки.

Показатели ЧДД пользователя недр и накопленный дисконтированный доход Государства (ДДГ) рассчитываются за рентабельный срок разработки.

Рекомендуемый вариант формируется как Базовый вариант (при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года) разработки ЭО (при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года) и набор Опций:

- Опция 1 – ГТМ на прирост добычи на пробуренном фонде скважин;
- Опция 2 – бурение новых скважин;
- Опция 3 - мероприятия, ведущие к повышению коэффициентов извлечения УВС (МУН/МУГ/МУК), в том числе реконструкцию объектов добычи, сбора и подготовки УВС.

Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту представляются по видам запасов, категориям, зонам, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися на ГБ РФ.

Для месторождения в целом формируется один вариант разработки как сумма рекомендуемых вариантов по эксплуатационным объектам, выбранных на основе технико-экономической оценки.

К рентабельно извлекаемым запасам УВС залежи (месторождения) относится часть извлекаемых запасов УВС рекомендуемого варианта разработки, которые могут быть добыты за рентабельный срок разработки. Рентабельный срок разработки определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО, в течение которого достигается максимальное положительное значение чистого дисконтированного дохода (далее - ЧДД) пользователя недр.

В ТС, ТПР и дополнениях к ним оценка извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов должна проводиться по всем залежам УВС, выявленным на дату подсчета запасов и составления ПТД месторождения, в т. ч. в границах ЛУ всех пользователей недр и нераспределенного фонда недр. В ПТД **оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и соответствующих коэффициентов извлечения УВС выполняется для всех ЭО для рекомендуемого варианта разработки в границах геологических запасов категорий А+В1+В2.** Техничко-экономическая оценка каждого варианта разработки ЭО проводится до окончания проектного срока разработки ЭО.

Рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных коэффициентов извлечения по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов оценивается на основании расчетов на ГМ и ГДМ.

В случае, если при проведении технико-экономических расчетов будут определены ЭО разработка которых нерентабельна, то на ГБЗ РФ по залежам (пластам) такого ЭО ставятся геологические и извлекаемые запасы углеводородов, оцененные за проектный срок разработки, а рентабельно извлекаемые запасы углеводородов приравниваются к нулю.

В случае если отсутствуют рентабельные варианты разработки месторождения в целом пользователь недр имеет право:

1. Сдать лицензию (лицензии) на право пользования недрами месторождения в нераспределенный фонд недр;
2. Осуществлять разработку месторождения, согласно утвержденному варианту и направить в Федеральный орган управления государственным фондом недр или в его территориальный орган предложения и план работ по выводу м/р на рентабельность (положительное ЧДД пользователя недр хотя бы для одного ЭО).

Вид ПТД	Категория запасов	Условия
ППЭ	C_1	Технологические показатели разработки прописываются в Протоколе, но отклонения не регламентируются
участки ОНР в ТСР/ТПР	A, B_1	
ТСР, ТПР	$A+B_1$	Технологические показатели разработки, рассчитанные в границах запасов УВС по данным категориям, утверждаются уполномоченными гос. органами и являются предметом государственного надзора
ППЭ	C_1+C_2	Технологические показатели разработки, рассчитанные в границах запасов УВС по данным категориям, используются для перспективного планирования обустройства, объемов буровых и строительных работ, и т.д.
ТСР/ТПР	$A+B_1+B_2$	

Допустимые отклонения годовых уровней добычи УВС

Проектный уровень добычи	Допустимое отклонение, ± %
1. Добыча нефти, млн. тонн	
до 0,01	Не регламентируется
более 0,01 до 0,025	50
более 0,025 до 0,05	40
более 0,05 до 0,10	30
более 0,10 до 1,0	25
более 1,0 до 5,0	20
более 5,0 до 10,0	15
более 10,0 до 15,0	12
более 15,0 до 20,0	10
более 20,0 до 25,0	8,5
более 25,0	7,5
2. Добыча свободного газа, млрд м³	
до 0,5	50
более 0,5 до 2	40
более 2 до 10	30
более 10	20

- ✓ Для оценки допустимых отклонений фактической добычи нефти и/или свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, являются уровни добычи нефти и/или свободного газа, рассчитанные для категории запасов А+В1
- ✓ Уровни добычи нефти и/или свободного газа для ППЭ (дополнений к нему) и участков (ЭО) ОПР, выделенных в ПТД, устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми
- ✓ Уровни отборов попутного газа и конденсата устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми. При наличии в продукции нефтяных добывающих скважин свободного газа из газовой шапки его объемы должны быть учтены отдельно
- ✓ Отклонения фактической годовой добычи нефти и/или свободного газа от проектной по месторождению, в случае ограничений на их реализацию (форс-мажор), принимаются, как допустимые.
- ✓ В случае, когда часть месторождения выходит за пределы ЛУ и находится в нераспределенном фонде, другом субъекте Российской Федерации или принадлежит другому(им) недропользователю(ям), допустимые отклонения устанавливаются для каждого ЛУ месторождения соответственно.
- ✓ Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти при сезонной добыче не регламентируется, если такой режим эксплуатации скважин предусмотрен ПТД.
- ✓ Допустимые отклонения добычи газовых и газоконденсатных месторождений, обеспечивающих газоснабжение местных потребителей, не регламентируются, если связаны с изменением спроса.
- ✓ Для месторождений находящихся в промышленной разработке, уровень добычи которых не регламентируется, а накопленная добыча нефти после 5-ти лет с даты утверждения ПТД составляет отклонение ± 50% от проектной накопленной добычи нефти, должен быть составлен новый ПТД.
- ✓ В случае отклонения фактических уровней от проектных сверх допустимых значений, недропользователю необходимо установить причины отклонений и внести изменения в процесс разработки месторождения или подготовить новый ПТД.

Кроме уровней добычи нефти (свободного газа) и бездействующего фонда скважин допустимые отклонения за выполнением утвержденных в ПТД технологических показателей разработки месторождения в сравнении с фактическими полученными недропользователем(ями) установлены по следующим показателям (превышение не регламентируется):

- ❖ **Ввод новых скважин.** Нижнее отклонение не должно превышать 20% от предусмотренного в ТСР (ТПР) и дополнениях к ним количества новых скважин

Количество скважин на месторождении согласно техническому проекту, штук.	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 25	45
от 26 до 50	40
от 51 до 100	30
101 и более	20

В случае, если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится в пределах допустимого отклонения, указанного в настоящем пункте, но при этом накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет менее 80 процентов от предусмотренного в ТСР (ТПР) и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР (ТПР) и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются не выполненными.

В случае, если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится за пределами допустимого отклонения, но при этом, по причине досрочного ввода новых скважин, накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, не менее 80 процентов от предусмотренного в ТСР (ТПР) и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР (ТПР) и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются выполненными.

Кроме уровней добычи нефти (свободного газа) и бездействующего фонда скважин допустимые отклонения за выполнением утвержденных в ПТД технологических показателей разработки месторождения в сравнении с фактическими полученными недропользователем(ями) установлены по следующим показателям (превышение не регламентируется):

- ❖ **Действующий фонд добывающих / нагнетательных скважин.** Нижнее отклонение не должно превышать 20% от предусмотренного в ТСП (ТПР) и дополнениях к ним количества добывающих скважин действующего фонда

Количество скважин на месторождении согласно техническому проекту, штук.	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

Недропользователь обеспечивает изучение и научное сопровождение разработки месторождения (эксплуатационного объекта), осуществляет самостоятельный анализ за разработкой месторождения (ЭО) и выполнением проектных решений, технологических показателей разработки месторождения (ЭО) и рациональной выработки (использованию) запасов углеводородов.

Бездействующими считаются скважины, не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода. В бездействующем фонде отдельно учитываются скважины, остановленные в отчетном году и до начала года

Фактический эксплуатационный фонд, шт.	Допустимое отклонение, %
Менее 10	не регламентируется
от 11 до 50	20
от 51 до 200	15
от 201 до 500	12,5
более 500	10

Для газовых и газоконденсатных месторождений допустимая величина бездействующего фонда в период сокращения добычи газа, связанный с ограничением поставок газа в единую газотранспортную систему, не регламентируется при условии соблюдения допустимых технологических режимов их эксплуатации

- ❖ Распространение проектной системы разработки на участки расширения площади залежи;
- ❖ Отмена проектных скважин на участках сокращения площади залежи;
- ❖ Изменение местоположения, назначения, конструкции скважин на локальных участках залежей (не более 10% от площади залежи) по результатам уточнения геологического строения или изысканий на местности;
- ❖ Перевод скважин, выполнивших проектное назначение, на другой ЭО;
- ❖ Проведение других ГТМ, не меняющих принципиальные положения ПТД при условии, что уровни отбора нефти и/или свободного газа находятся в пределах допустимых отклонений.

В случае, если предлагаемый объем ГТМ по рациональному использованию фонда скважин принципиально меняет утвержденные положения (решения) ПТД или реализация ГТМ приводит к превышению допустимых установленных отклонений уровней добычи нефти и/или свободного газа, необходимо составление нового ПТД

<http://www.gkz-rf.ru/>

