

РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ДОКУМЕНТЫ ДЛЯ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС

Лушпеев Владимир Александрович

**ФБУ «ГКЗ»
ЦКР Роснедр по УВС**

канд. техн. наук, доцент



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

- «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (НКЗ-2013)
- «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»
- «Правила разработки месторождений углеводородного сырья»
- «Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»

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»

- ❖ 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.
- ❖ Распоряжение МПР «Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету и государственному учету запасов нефти и горючих газов».

- ❖ Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.05.2016 № 12-р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»
- ❖ Приказ Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья»

Ожи
дает
ся
реда
кция

Запасы делятся на категории по степени промышленного освоения 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



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

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

Технологические

Рентабельные

- 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)

- **к 2022 году получим рентабельные запасы
в целом по стране –
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)

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

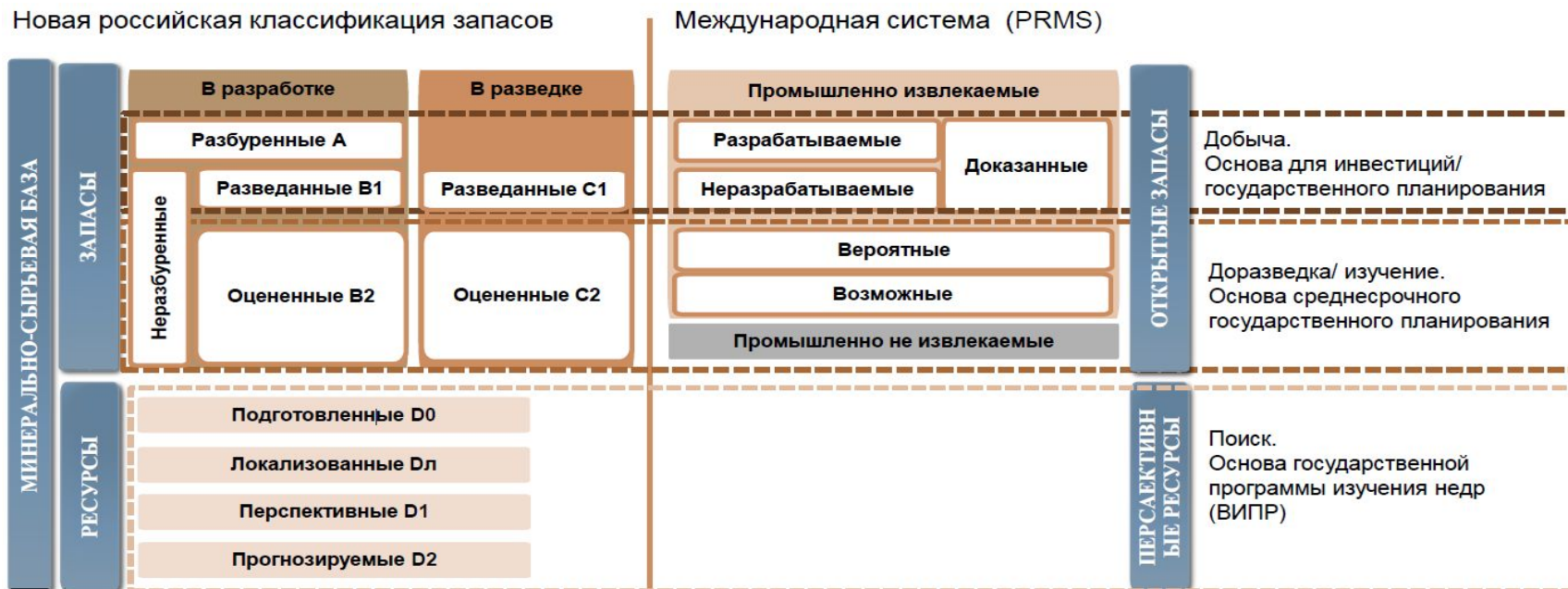
Новая классификация

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»

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.

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 их извлечения обосновывается 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 извлечения 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 извлечения 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 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.

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



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 прогнозны 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.

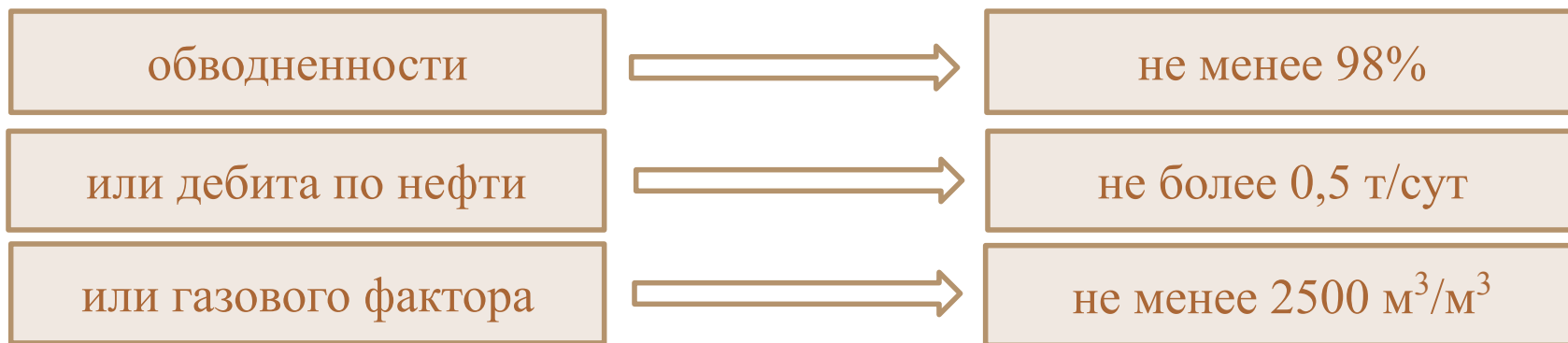
Фактическим годом ввода месторождения в пробную эксплуатацию или промышленную разработку считается год получения добычи УВС из первой скважины, предусмотренной соответствующим ПТД.

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

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)	
Запасы, составляющие основу для планирования добычи нефти			Запасы, требующие дополнительного изучения и, возможно, введения дополнительных льгот	

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	<p>Проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой (разведочной) скважины</p> <p>Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) и Дополнения к нему</p>
Условия завершения стадии	<p>Геологические запасы по категории C_1 >30% от всех запасов месторождения</p> <p>Реализован ППЭ</p> <p>Получены данные для подготовки ПЗ и ТСР, вводу месторождения в промышленную разработку</p>
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.

<p>Условия ввода месторождения в промышленную разработку</p>	<p>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</p>
<p>Категория запасов</p>	<p>А, В₁ и В₂</p>
<p>Проектные документы</p>	<p>Технологическая схема разработки и Дополнения к ней Технологический проект разработки и Дополнения к нему</p>
<p>ТПР</p>	<p>Составляется для месторождений с начальными геологическими запасами категории А более 75%</p>
<p>Завершение стадии</p>	<p>Решение о сроке завершения разработки и переходе к ликвидационным работам обосновывается в ПТД</p>

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. Технико-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 (\pm) 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. м ³	Отклонение (\pm) 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.

Эксплуатационный объект (далее – ЭО) включает залежь нефти (газа) или часть залежи или несколько залежей нефти (газа).

Самостоятельный эксплуатационный объект разрабатывается единой сеткой эксплуатационных скважин. Возвратным эксплуатационным объектом является ЭО, разработка которого, как самостоятельного, нерентабельна, что обосновано 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 **раздельный учет закачки рабочего агента и раздельный 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.

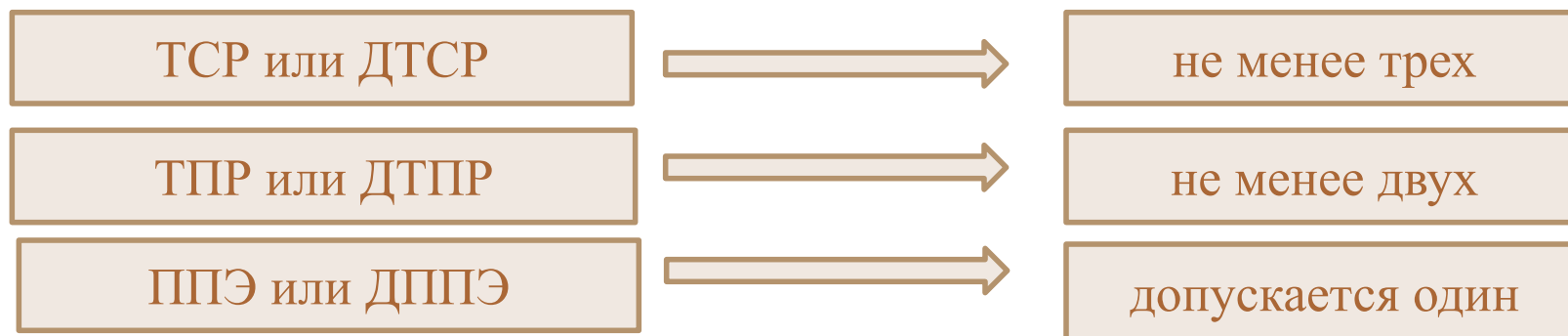
В рамках ППЭ КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи ГДМ, не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования.

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.

- ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ



- Проект ПРАВИЛ ПОДГОТОВКИ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
- Распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 N 12-р

- Методические рекомендации разработаны для оказания методической помощи при подготовке ПТД УВС, включая определение видов, состава, структуры, содержания и порядка оформления подготавливаемой проектной документации и предназначены для использования Роснедрами, его территориальными органами, организациями, находящимися в их ведении
- ПТД УВС являются документы, ППЭ (месторождения/залежи), ДППЭ, ТСР/ДТСР, ТПР/ДТПР, составленные на геологические запасы, прошедшие государственную экспертизу запасов ПИ, либо на геологические запасы, представленные на государственную экспертизу запасов совместно с ПТД
- Проектные решения основываются на имеющейся геологической информации о недрах, на результатах расчетов технологических и экономических показателей разработки месторождений
- Технологические показатели разработки ПТД рассчитываются до конца срока разработки

- а) лицензия и условия пользования участком недр
- б) ТЗ на проектирование
- в) протоколы ранее согласованных комиссией ПТД
- г) результаты сейсмических, геофизических, гидродинамических (газодинамических) и промысловых исследований скважин и пластов
- д) данные бурения всех категорий скважин
- е) последний отчет по подсчету запасов УВС, прошедший государственную экспертизу запасов ПИ
- ж) ежемесячные сведения по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки, в т.ч: справка по добыче нефти, газа и конденсата по объектам (пластам) на дату подсчета запасов, справка по использованию попутного газа и мероприятиях по увеличению использования попутного газа до 95% с подписью ответственного лица и печатью предприятия
- з) результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов
- и) результаты промысловых исследований различных технологий воздействия на пласт
- к) гидрогеологические, инженерно-геологические условия, включая геокриологические условия в районах распространения многолетнемерзлых пород
- л) информация для проведения ТЭР, в т.ч: калькуляция себестоимости добычи нефти с выделением статей по направлениям затрат (на дату начала расчетов), справка о средней стоимости работ по бурению скважин (НН, ГС, БГС, ЗБС), промысловому обустройству, технологий повышения нефтеотдачи пластов (ГРП, обработка призабойной зоны...), изоляционным работам (РИР, ликвидация заколонных перетоков...) с подписью ответственного лица и печатью предприятия
- м) дополнительные материалы по запросу организации - составителя проектного документа

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПТД

ППЭ/ ДППЭ	ТСР/ДТСР	ТПР/ДТПР
получение необходимой информации для уточнения геологического строения, добывных возможностей, в т.ч с использованием различных технологий интенсификации добычи УВС, выполнения ПЗ и подготовки месторождения к промышленному освоению	а) выделение ЭО б) создание трехмерной ГДМ месторождения в) обоснование систем разработки и технологий воздействия г) планирование методов интенсификации добычи УВС д) прогноз технологических показателей разработки; е) <i>обоснование коэффициента извлечения УВС</i> ж) технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта з) подготовка программы исследовательских работ, мониторинга и контроля разработки и доразведки месторождения	а) определение структуры остаточных запасов УВС б) уточнение ГДМ продуктивных пластов в) подготовка мероприятий по рациональному использованию пробуренного фонда скважин г) составление программы применения методов интенсификации добычи и <i>повышения коэффициента извлечения УВС</i> д) <i>обоснование коэффициентов извлечения и остаточных запасов УВС на момент завершения разработки</i> е) представление общих требований для обеспечения экологической безопасности консервации законченной разработкой месторождения и ликвидации промысловых объектов

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

- Прогнозные годы в ППЭ и ДППЭ нумеруются порядковыми числительными, начиная с первого года. Первым прогнозным годом считается год, в котором будет начата добыча УВС, согласно данного ППЭ или ДППЭ
- В ППЭ/ ДППЭ представляется один вариант разработки на полное развитие.
- ППЭ и ДППЭ включают программу НИР и доразведки месторождения, обеспечивающую получение всей необходимой информации для выполнения ПЗ и составления ТСР. По результатам реализации программы устанавливаются (дополнительно к тому, что указано в МР по применению Классификации:
 - геомеханические свойства пород
 - гидрогеологические условия и режимы залежей, геокриологические условия месторождения и прилегающих районов
 - капиллярные давления и остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочими вытесняющими агентами
 - средние значения коэффициентов теплопроводности, удельной теплоемкости пород и насыщающих их жидкостей (для залежей с нефтью повышенной вязкости)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

- ДППЭ 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 утвержденном ПТД в связи с уточнением представлений о геологическом строении месторождения/ залежей
 - выявление новых продуктивных пластов;
 - выделения дополнительных участков пробной эксплуатации на залежах, выявленных после утверждения ПТД
 - необходимости изменения выделенных эксплуатационных объектов
 - уточнение или изменение технологических решений по системе разработки
- При отсутствии необходимых исходных данных в ППЭ/ ДППЭ могут не включаться следующие разделы отчета:
 - состояние разработки месторождения;
 - методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения;
 - анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин;
 - создание трехмерной геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей

- ПТД могут составляться по отдельному лицензионному участку, при условии что предложенные проектные решения согласованы между пользователями недр прилегающих лицензионных участков
- Технологические и технико-экономические показатели разработки для ОПР рассчитываются отдельно. Срок проведения ОПР для утвержденной технологии не превышает 7 (семи) лет, уровни добычи в этот период по участку ОПР не регламентируются и не учитываются в суммарном уровне добычи, утвержденном по месторождению
- ДТСР и ДТПР представляются на согласование без документов и материалов по ПЗ или ОПЗ в следующих случаях:
 - отклонении фактической годовой добычи нефти и/или газа от проектной, превышающее установленное значение отклонений при выполнении ежегодных проектных показателей по бурению и вводу скважин в эксплуатацию, количеству действующих добывающих и нагнетательных скважин и объемов ГТМ
 - несоответствии динамики обводнения пробуренных скважин разрабатываемого(ых) объекта(ов) проектным показателям обводнения и необходимостью изменений технологии разработки
 - получении положительных результатов ОПР, и возможности их распространения на объект разработки или не подтверждения эффективности проводимых ГТМ
 - необходимости изменения технологии и системы разработки

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

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

В этом случае, построение ГДМ и проведение ТЭР осуществляется для новых залежей или объектов с изменяемыми технологическими решениями или прогнозными уровнями добычи УВС. Для остальных объектов приводятся основные положения и таблицы действующего ПТД

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

- Для составления ПТД предусматривается составление ТЗ, с учетом Приложения 1 к Методическим рекомендациям. В ТЗ для каждого вида ПТД наиболее детально прописываются основные положения, отвечающие целям и задачам данного проектного документа.
- В ТЗ закрепляется перечень индексов, предоставляемой составителю (проектировщику) ПТД, и фиксируется дата, по состоянию на которую составляется ПТД

Раздел исключен из
проекта Правил

ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ

- При составлении ПТД для проектирования принимаются запасы УВС и геологическая модель, обоснованные в документах и материалах ПЗ УВС
- Целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных экономически целесообразных коэффициентов извлечения УВС
- ЭО выделяется при условии наличия достаточных запасов УВС на единицу площади для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин
- При ожидаемой низкой технологической эффективности или нерентабельности разработки отдельных пластов самостоятельными сетками скважин, могут быть рассмотрены совместная эксплуатация пластов или комбинированные варианты
- При экономической нецелесообразности разработки залежи самостоятельной сеткой скважин и невозможности ее объединения с другими залежами по геолого-физическим причинам, этот объект может быть рассмотрен в качестве возвратного
- Укрупнение/ разукрупнение ЭО допускается в ПТД по геологическим или технологическим причинам (включая, изменение подсчетных объектов по результатам доразведки, установление возможности или невозможности совместной эксплуатации пластов на отдельных участках залежей в связи с изменением представлений о геологическом строении)

ВЫБОР ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

- ПТД может содержать несколько расчетных вариантов разработки по каждому ЭО. Число расчетных вариантов разработки ЭО (без учета Базового варианта) составляет:
 - не менее трех - в ТСП и дополнениях к ней
 - не менее двух - в ТПР и в дополнениях к нему
 - в ППЭ/ДППЭ допускается рассмотрение одного варианта разработки.
- **НОВОЕ! Меньшее число вариантов разработки по ЭО должно быть обосновано**
 - Варианты разработки рассчитываются в количестве, обеспечивающем возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС (в том числе рентабельных коэффициентов извлечения и рентабельно извлекаемых запасов)
 - Для проведения сравнения вариантов разработки представляется единый для всех вариантов разработки вариант добычи УВС фондом скважин, пробуренным и действующим на начало первого проектного года, с использованием объектов обустройства и объектов внешнего транспорта, построенных на начало первого проектного года (Базовый вариант). Базовый вариант формируется и рассматривается в ПТД только при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года
 - Вариант разработки, принятый в последнем утвержденном проектом документе, рассматривается в качестве первого

ВЫБОР ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

- Количество расчетных опций для каждого варианта разработки ЭО от планируемого в ПТД применения способов и агентов воздействия, систем размещения и количества скважин, темпов и условий интенсификации добычи УВС, вариантов ГТМ на прирост добычи, применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов, включая МУН, МУГ, МУК
- Плотность сетки скважин определяется геологическим строением нефтяной залежи, газовой залежи, газоконденсатной залежи, свойствами пластовых флюидов и экономическими условиями разработки
- Рациональная плотность сетки скважин в конкретных геолого-технологических условиях разработки обосновывается на основании ТЭР
- При первоначальном выборе плотности сетки скважин ориентируются на системы размещения и плотности сеток скважин, апробированные на подобных месторождениях (залежах) данного района
- Для категорий запасов В2 и С2 проектные скважины могут быть отнесены к зависимым, бурение которых осуществляется по результатам уточнения геологического строения

Расчет по опциям
исключен из проекта
Правил

ВЫБОР ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

- Прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации:
 - добывающих нефтяных скважин при достижении одного из следующих показателей: обводненности не менее 98%, дебита по нефти не более 0,5 т/сут., газового фактора 2500 м³/т
 - добывающих газовых или газоконденсатных скважин при снижении устьевого давления ниже давления, обеспечивающего технологическую возможность подачи газа для подготовки и магистрального транспорта
 - **НОВОЕ!** для морских месторождений проектный срок разработки определяют, учитывая нормативные сроки службы морских сооружений.
 - другие значения, принятые при проектировании обосновываются специальными расчетами
- Выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится на основе технико-экономической оценки вариантов разработки ЭО. По выбранному варианту разработки обосновываются технологические и рентабельные извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения УВС
- Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО
- Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту разработки ЭО (залежам) представляются по видам запасов, категориям, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися на ГБЗ

- Рентабельные коэффициенты извлечения и рентабельно извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту разработки ЭО представляются по видам и категориям запасов, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися на ГБЗ
- **НОВОЕ!** По окончании рентабельного срока разработки ЭО недропользователь принимает решение о целесообразности дальнейшей эксплуатации объекта.
- В случае решения недропользователя продолжать разработку объекта за пределами рентабельного срока, следует рассчитать новые варианты (включая базовый) для обоснования варианта с минимальными убытками
- **НОВОЕ!** Если технология разработки месторождения предполагает взаимоувязанность решений для нескольких ЭО, то варианты разработки и технико-экономическая оценка рассчитываются для группы объектов с последующим разделением показателей по ЭО

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

- Оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и соответствующих коэффициентов извлечения УВС выполняется в ПТД для всех ЭО и каждого представленного варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий А + В1 + В2
- Рентабельно извлекаемые запасы УВС (текущие) определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с первого проектного года до конца рентабельного срока
- Рентабельно извлекаемые запасы УВС (начальные) определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с начала разработки до конца рентабельного срока
- 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).
- КИНр, КИГр, КИКр определяется как отношение рентабельно извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам. При добыче более одного вида УВС показатели экономической эффективности разработки ЭО рассчитываются с учетом экономики добычи и реализации всех добываемых видов УВС, а рентабельно извлекаемые запасы каждого вида УВС определяются как накопленная добыча соответствующего вида УВС за рентабельный срок разработки

- Определение экономических показателей эффективности вариантов разработки выполняется в реальном выражении (в ценах календарного года, предшествующего календарному году даты подготовки ПТД без учета инфляции) с учетом изменения регулируемых государством цен и тарифов в соответствии с нормативными правовыми документами, действующими на дату подготовки ПТД
- В случае, если капитальные вложения предыдущих лет влияют на объем рентабельно извлекаемых запасов УВС, расчет экономических показателей эффективности разработки месторождения может выполняться с их учетом (справочно). При этом период учета чистых денежных потоков предыдущих лет для морских (шельфовых) месторождений УВС составляет не более 7 лет, предшествующих дате подготовки ПТД, для остальных месторождений не более 5 лет, предшествующих дате подготовки ПТД
- Для обоснования выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года экономической оценки используются средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД
- Средний уровень цен на УВС на экспортных рынках определяется пользователями недр самостоятельно, а среднее значение обменного курса российского рубля определяется по официальным данным Центрального банка ФБ

- Капитальные затраты определяются по следующим направлениям:
 - геологоразведочные работы;
 - бурение скважин;
 - обустройство скважин и кустовых площадок;
 - оборудование, не входящее в сметы строек;
 - промысловое обустройство;
 - внешняя инфраструктура; поддержание объектов основных средств;
 - освоение природных ресурсов;
 - затраты пользователя недр;
 - применение МУН/МУГ/МУК.
- Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты, налоги и прочие платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления
- Показатель ЧДД для сравнения вариантов разработки ЭО рассчитывается за рентабельный срок.
- Ставка дисконтирования принимается на уровне 15% в реальном выражении.

В проекте Правил –
10-15%

- Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя - Топт.

- $\text{Топт}(i) = \text{Нкин}(i) + \text{Нкиг}(i) + \text{Нкик}(i) + \text{ННРВ}(i) + \text{Нддг}(i);$

- Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете Топт
- **НОВОЕ!** При равных Топт выбор рекомендуемого варианта определяется по максимальному ЧДД за рентабельный период
- Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельно извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО
- **НОВОЕ!** месторождения необходимо систему «пластовый коллектор – скважины – морские объекты обустройства – системы транспорта УВС» рассматривать, как единый, взаимосвязанный во всех отношениях, комплекс

В проекте Правил –
исключены

ТРЕБОВАНИЯ

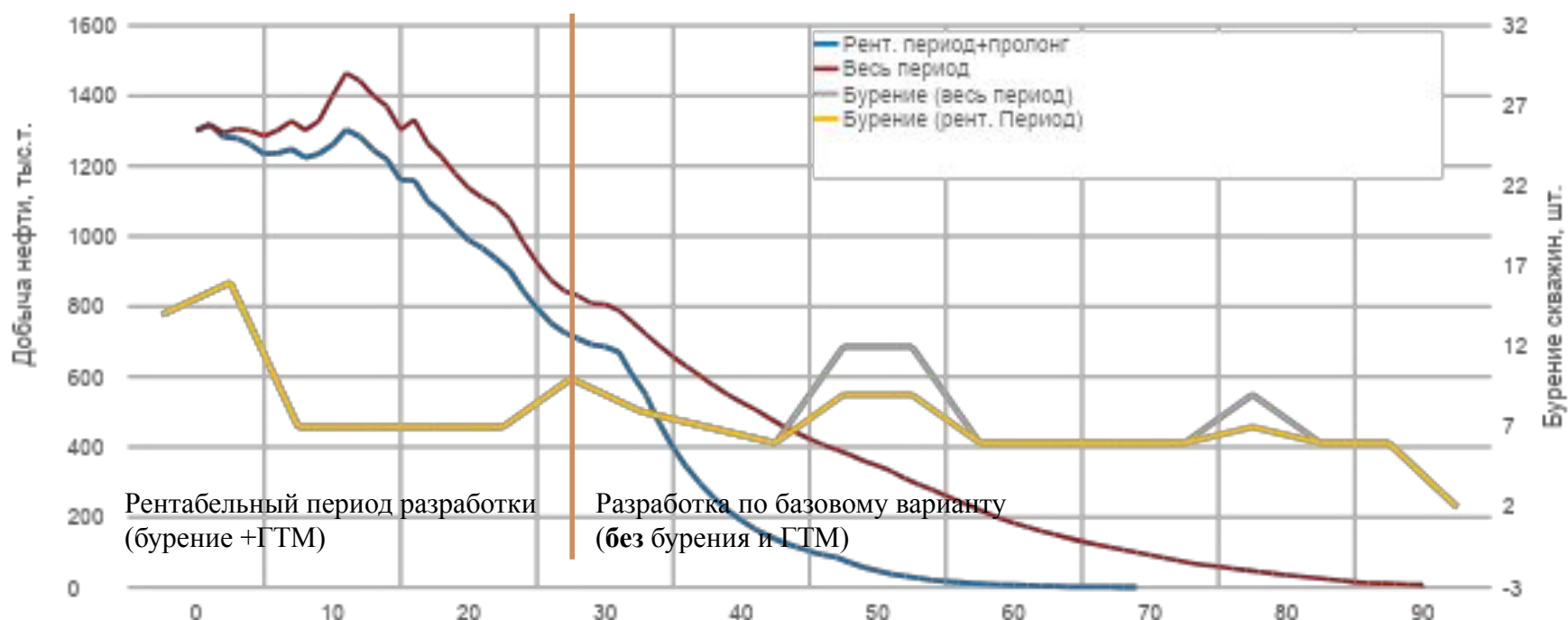
к содержанию разделов ПТД

- ПТД представляется для согласования в виде документа, состоящего из текстовой части, табличных и графических приложений.
- Текстовая часть включает следующие разделы:
 - введение;
 - общие сведения о месторождении и лицензионном участке;
 - геолого-физическая характеристика месторождения;
 - состояние разработки месторождения;
 - модели месторождения;
 - проектирование разработки месторождения;
 - методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов;
 - экономическая оценка вариантов разработки;
 - характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;
 - требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин;
 - техника и технология добычи УВС;
 - контроль процесса разработки;
 - доразведка и научно-исследовательские работы;
 - мероприятия по рациональному использованию и охране недр;
 - заключение;
 - список использованных источников.

- В графических приложениях к отчету рекомендуется представлять:
- карты текущего состояния разработки;
 - карты накопленных отборов УВС и объемы закачиваемых в пласт вытесняющих агентов;
 - характеристику фонда скважин, динамику основных показателей разработки и фонда скважин;
 - сведения о соответствии объемов добычи и использования попутного газа проектным значениям.

- Проект Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС подготовлен на основе Временных методических рекомендаций с одноименным названием
- **КЛЮЧЕВЫЕ РЕШЕНИЯ** проекта Правил проектирования (новое):
 - *предусмотрена* подготовка отдельных методических рекомендаций по оценке экономической эффективности разработки
 - *расширена возможность* предоставления ДТСР/ДТПР по сокращенной схеме (исключены ограничения по количеству документу и ЭО)
 - *исключен* – выбор рекомендуемого варианта с учетом расчетных опций
 - *введено дополнительно* – уменьшение количества расчетных вариантов возможно, но должно быть обосновано
 - *упрощен* расчет интегрального показателя $Topt$:
$$Topt(i) = HNPV(i) + Hддг(i)$$
 - *введена возможность применения гибкой ставки дисконтирования* - ставка дисконтирования принимается на уровне 10%. Использование более высокого уровня ставки дисконтирования (но не более 15%) требует дополнительного обоснования
 - *решен вопрос* об учете капитальных вложений предыдущих лет - Расчет экономических показателей может проводиться с учетом чистых денежных потоков (в т.ч. капитальных вложений и операционных расходов) предыдущих лет (до первого проектного года) при предоставлении недропользователем дополнительного обоснования такого расчета.

Учет чистых денежных потоков предыдущих лет для шельфовых месторождений УВС ≤ 7 лет, для остальных - ≤ 5 лет.



- прописаны решения по нерентабельным месторождениям/ объектам:

В случае решения недропользователя продолжать разработку объекта за пределами рентабельного срока рассчитывается базовый вариант разработки после окончания рентабельного срока, обосновывающий минимальные убытки для пользователя недр.

Ведено дополнительно - В случае, если первым техническим документом на разработку месторождения является ТСР, то прогнозные годы нумеруются порядковыми числительными начиная с первого года. Первым прогнозным годом считается год, в котором будет начата добыча УВС, согласно данной ТСР и условий пользования недр

Позиция Ростехнадзора	Позиция МПР (поддержана Минэнерго)
<h2>Правила разработки</h2>	
<p>ППЭ месторождения (залежи) реализуется на стадии подготовки месторождения к промышленной разработке в целях подготовки материалов к ПЗ и составлению ТСР месторождения. С учетом изложенного в абзаце первом пункта 2.6 Правил слова «являются техническими проектами на разработку месторождения (залежи)» следует исключить.</p>	<p>Техническими проектами разработки следует считать проекты, на основании которых может осуществляться разработка месторождения.</p> <p>В соответствии с действующими Правилами разработки «месторождение считается введенным в разработку при начале добычи из скважин в соответствии с ППЭ...».</p> <p>Таким образом, ППЭ является техническим проектом на разработку месторождения.</p>
<p>Предлагаем п. 5.6 Правил дополнить абзацем следующего содержания: «Изменения, вносимые в процесс разработки месторождения, отражаются в планах развития горных работ».</p>	<p>Пунктом 6.9 действующих Правил разработки уже закреплена норма - в случае если из-за изменений условий производства работ требуется корректировка технических и технологических решений, влияющих на безопасное недропользование, соответствующие обоснования включаются в планы развития горных работ, подготавливаемых в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.</p>
<h2>Правила подготовки техпроектов разработки месторождений УВС</h2>	
<p>Согласно Правил подготовки, рассмотрения и согласования планов и схем развития горных работ по видам полезных ископаемых, объемы добычи ПИ определяются планами развития горных работ (далее – ПРГР).</p> <p>С учетом вышеизложенного подпункты «а» пунктов 3.2.13 и 3.3.9 проекта приказа следует исключить.</p>	<p>В соответствии с Законом РФ «О недрах» разработка месторождений осуществляется в соответствии с утвержденными ПТД и Правилами разработки, в которых установлено, что уровни добычи нефти и (или) свободного газа устанавливаются в соответствии с ПТД, согласованным ЦКР Роснедра.</p> <p>Подпункты «а» пунктов 3.2.13 и 3.3.9 проекта приказа закрепляют, что ДТСР и ДТПР представляются на согласование в ЦКР Роснедр в т.ч. в случае отклонения фактической или ожидаемой годовой добычи нефти и (или) газа от проектной, превышающее установленное значение отклонений.</p> <p>Исключение данных норм из проекта приказа лишит недропользователя возможности внесения изменений в ТСР и ТПР при изменении уровней добычи УВС. Это повлечет невозможность разработки месторождения при изменении геологических, гидродинамических или экономических условий относительно установленных в первоначальном ТСР или ТПР.</p> <p>Понятия «уровень добычи» и «объем добычи» не являются тождественными.</p> <p>«Объем добычи» – объем фактически добытых УВС, «уровень добычи» - прогноз.</p> <p>С учетом изложенного, указанное предложение Ростехнадзора не может быть учтено.</p>

Приложение 2

ОБРАЗЕЦ

Титульный лист

Наименование организации-недропользователя

Наименование организации-исполнителя

СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель организации-недропользователя

_____ ФИО

“___” _____ 20__ г.

Проектная документация утверждается руководителем организации-недропользователя после согласования с ЦКР Роснедра (в соответствии с п.24 Положения, утвержденного Постановлением Правительства РФ № 118 от 03.03.2010 г.

О Т Ч Е Т

НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТЫ

Том N

Книга N

Текстовая часть

(табличные приложения, графические приложения)

Руководитель организации-исполнителя

подпись, ФИО

Руководитель работы:

Должность

подпись, ФИО

Место составления, 20__ г.

При передаче проектного документа на экспертизу в ГКЗ к проектному документу прилагается **Реферат**, в котором приводится краткое изложение следующих основных положений проектного документа:

- а) общие сведения о месторождении;
- б) краткая геологическая характеристика;
- в) геолого-промысловая характеристика;
- г) сведения о запасах;
- д) история проектирования разработки;
- е) состояние разработки;
- ж) принципиальные положения рассматриваемого проектного документа;
- з) экономическое обоснование варианта, рекомендуемого к применению;
- и) характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;
- к) рекомендации по доизучению месторождения и программа исследовательских работ;
- л) охрана недр.

К Реферату прилагается необходимый набор таблиц и графических материалов, указанных в требованиях к проектному документу.

При передаче документов в ГКЗ для проведения государственной экспертизы

КОМПЛЕКТ ДОЛЖЕН ВКЛЮЧАТЬ:

1. Документы, подтверждающие оплату государственной экспертизы (1 экз. на бумажном носителе).
2. Проектная документация (в 2 экз. на бумажном носителе и в 1 экз. на электронном носителе).
3. Справка по добыче нефти, газа и конденсата по объектам залежам (пластам) месторождения по состоянию на 01.01 текущего года с подписью ответственного лица и печатью предприятия (оригинал) (1 экз. на бумажном носителе).
4. Калькуляция себестоимости добычи нефти с выделением статей по направлениям затрат (на дату начала расчетов) с подписью ответственного лица и печатью предприятия (оригинал) (1 экз. на бумажном носителе).
5. Справка о средней стоимости работ по бурению скважин (ВС, ГС, БГС, БС), промышленному обустройству, применяемых технологий ПНП (ГРП, ОПЗ и др.), изоляционным работам (РИР, ЛЗП и др.) с подписью ответственного лица и печатью предприятия (оригинал) (1 экз. на бумажном носителе).
6. Справку по использованию попутного газа с подписью ответственного лица и печатью предприятия и мероприятия по увеличению процента использования попутного газа до 95% (оригинал) (1 экз. на бумажном носителе).

**ВСЕ БУМАЖНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ОТСКАНИРОВАНЫ И
ЗАПИСАНЫ ДИСК ВМЕСТЕ С ПТД**

Вид ПТД	Категория запасов	Условия
ППЭ	C_1	Технологические показатели разработки прописываются в Протоколе, но отклонения не регламентируются
участки ОПР 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	$A+B_1+B_2$	

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 регламентируются, 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

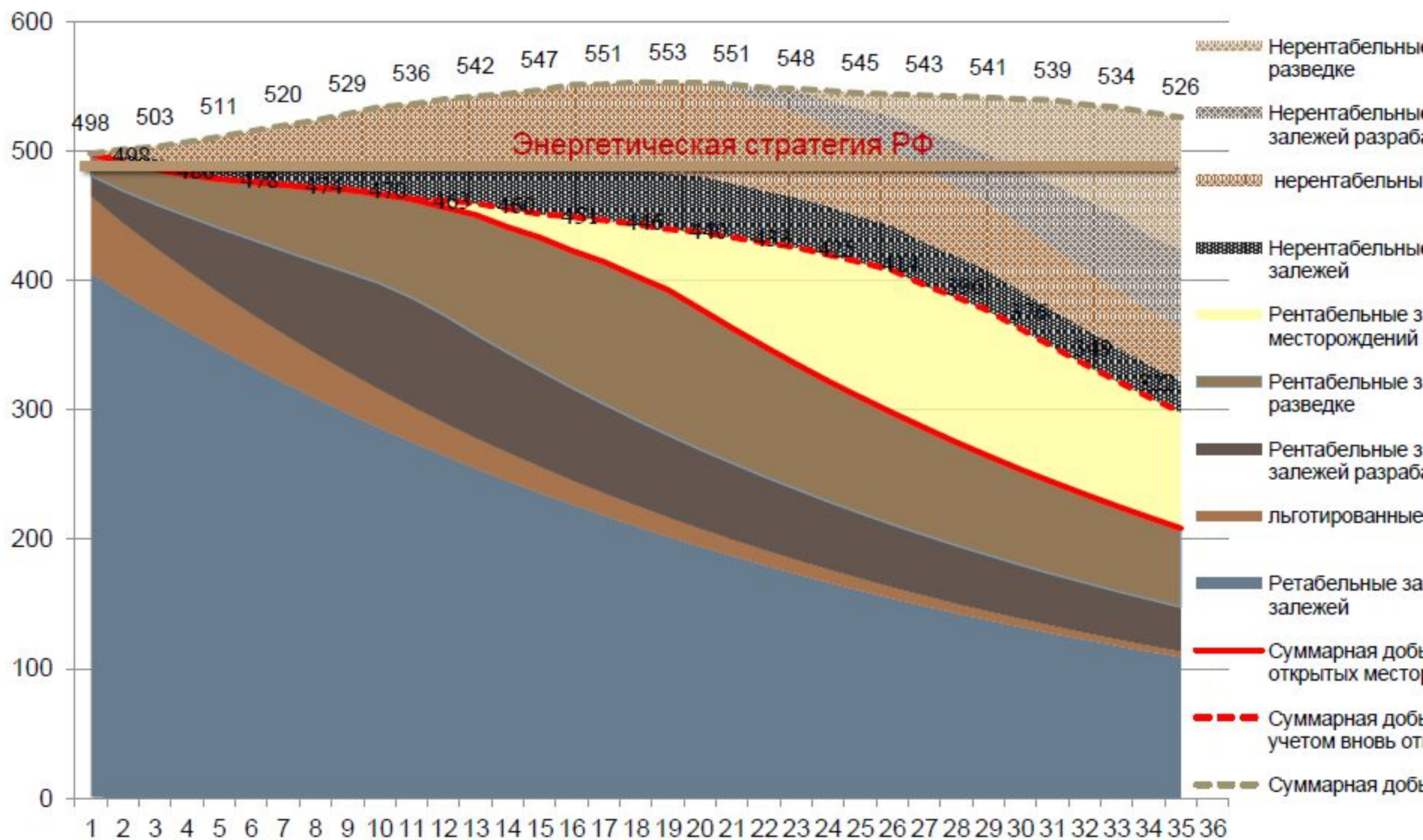
Фактический эксплуатационный фонд, шт.	Допустимое отклонение, %
Менее 10	не регламентируется
от 11 до 50	20
от 51 до 200	15
от 201 до 500	12,5
более 500	10

Для газовых и газоконденсатных месторождений допустимая величина бездействующего фонда в период сокращения добычи газа, связанной 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.

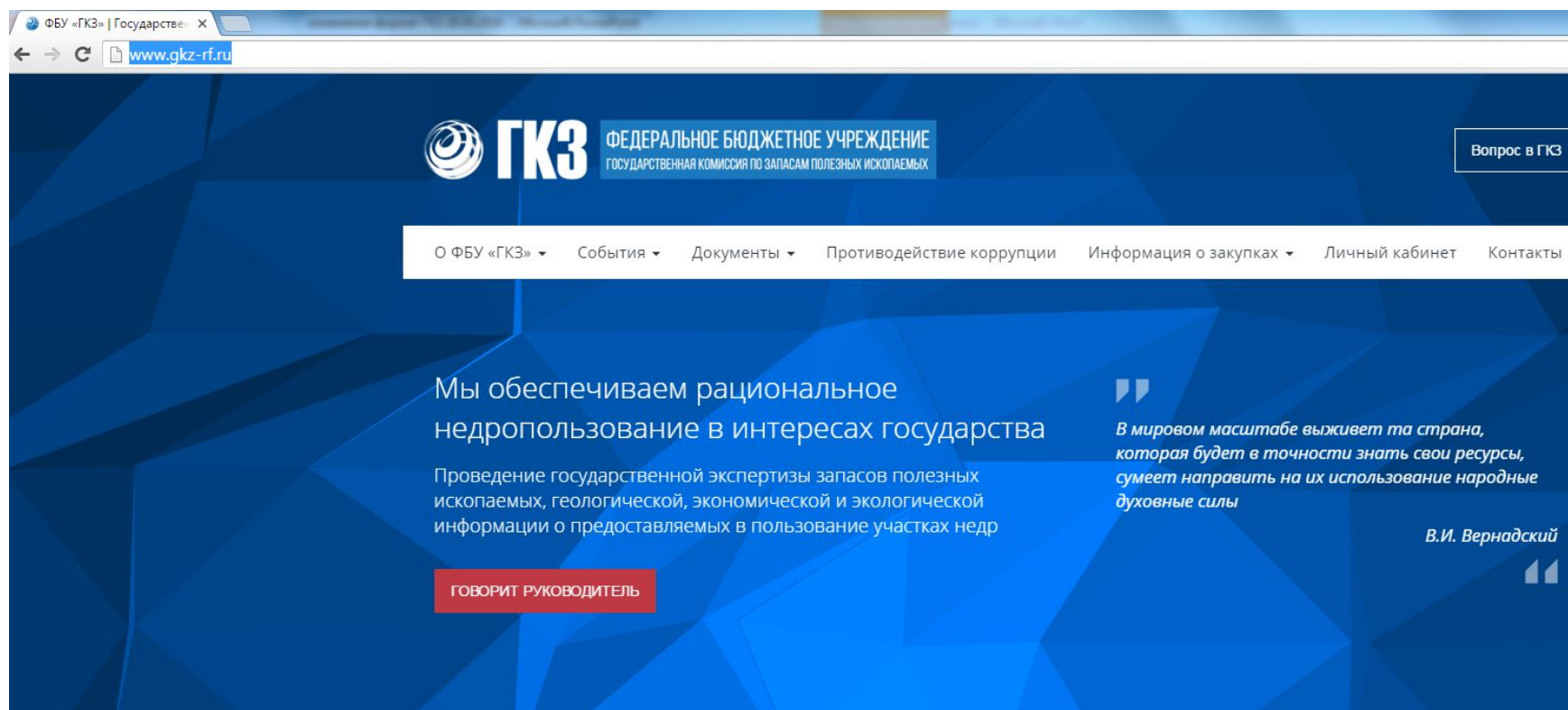
В случае, если предлагаемый объем ГТМ по рациональному использованию фонда скважин принципиально меняет утвержденные положения (решения) ПТД или реализация ГТМ приводит к превышению допустимых установленных отклонений уровней добычи нефти и/или свободного газа, необходимо составление нового ПТД

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ ДО 2050 ГОДА



➤ Обеспечить выполнение энергетической стратегии страны по уровням добычи

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



The screenshot shows the homepage of the Federal Budgetary Institution 'GKZ' (State Commission for Reserves of Useful Minerals). The page features a dark blue background with a geometric pattern. At the top left is the GKZ logo and name. A navigation menu is located below the header. The main content area contains a large heading and a quote by V.I. Vernadsky.

ФБУ «ГКЗ» | Государствен... X
www.gkz-rf.ru

ГКЗ ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Вопрос в ГКЗ

О ФБУ «ГКЗ» ▾ События ▾ Документы ▾ Противодействие коррупции Информация о закупках ▾ Личный кабинет Контакты

Мы обеспечиваем рациональное
недропользование в интересах государства

Проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр

ГОВОРИТ РУКОВОДИТЕЛЬ

В мировом масштабе выживет та страна, которая будет в точности знать свои ресурсы, сумеет направить на их использование народные духовные силы

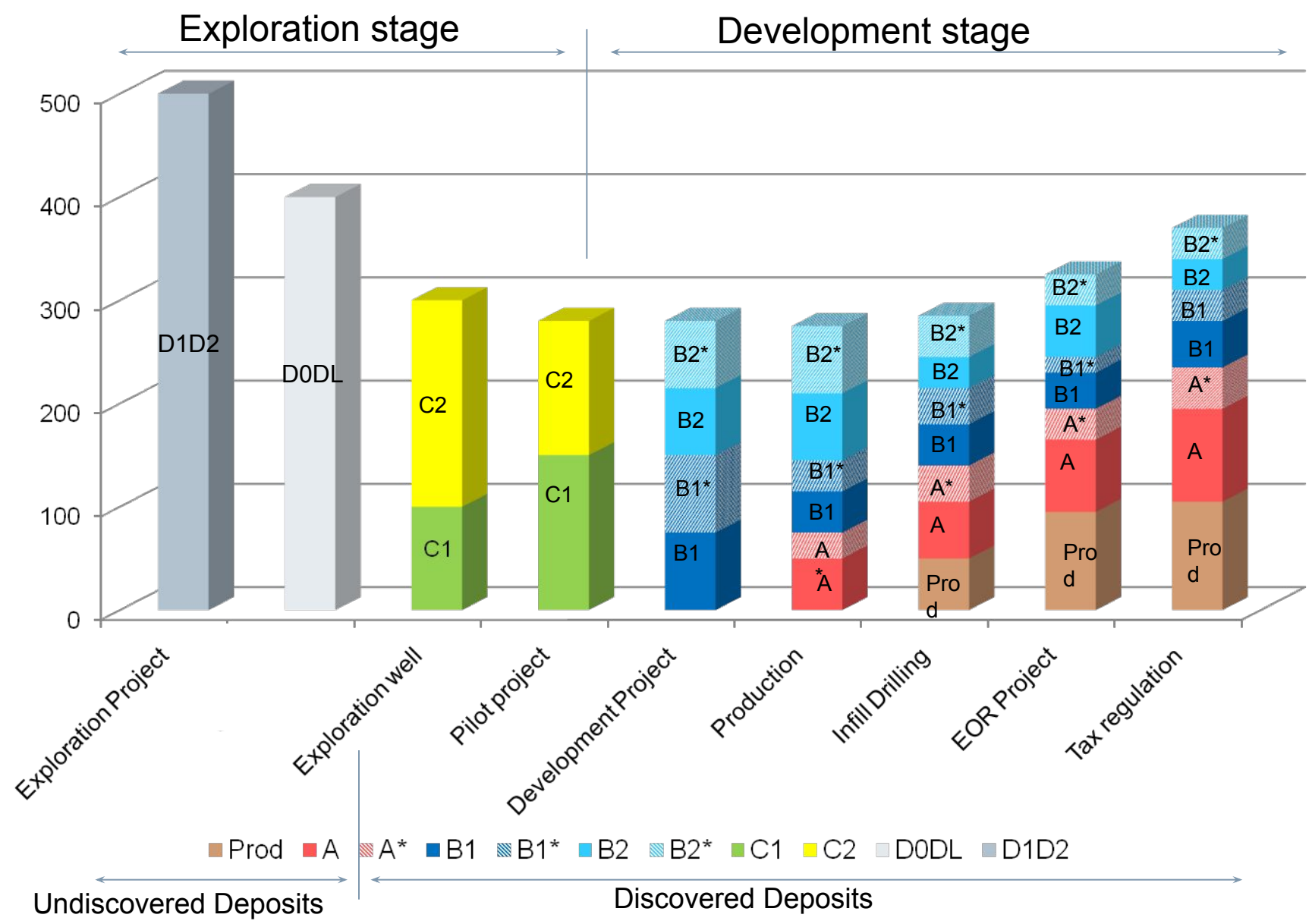
В.И. Вернадский

КАТЕГОРИИ РФ2013		«Минимум» РКООН-2009 КАТЕГОРИИ		РКООН-2009 КЛАСС
ОТ КР ЫТ ЫЕ	A, B1, B2	E1	F1	Коммерческие проекты
	A*, B1* B2* C1, C2	E2	F2	Потенциально коммерческие проекты
	C1, C2	E3	F2	Некоммерческие проекты
	A**, B1**, B2**, C1**, C2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	Дополнительно в пласте
НЕ ОТ КР ЫТ ЫЕ	D0. DL, D1, D2	E3	F3	Разведочный Проекты
	D0**, Дл**, D1**, D2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	Дополнительно в пласте

«Это ключевой документ, связующий две системы классификации. 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».

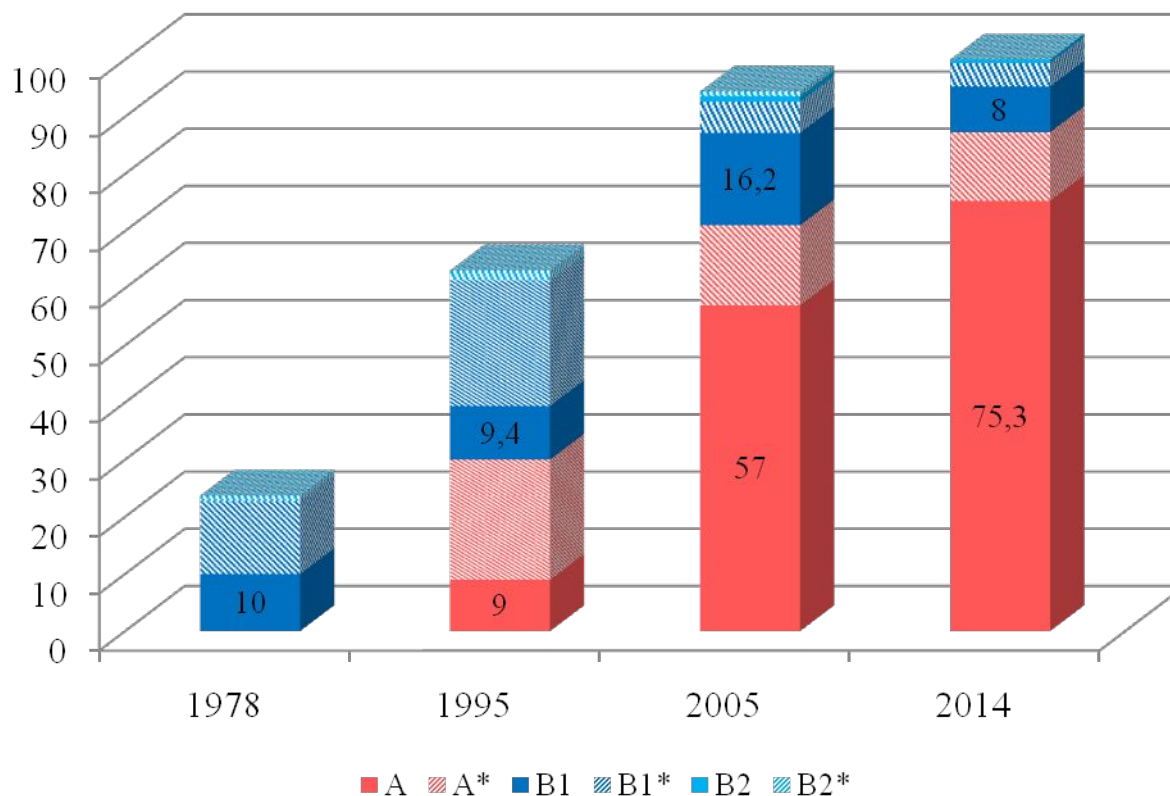
David MacDonald,
 Председатель Группы Экспертов по
 Классификации Ресурсов

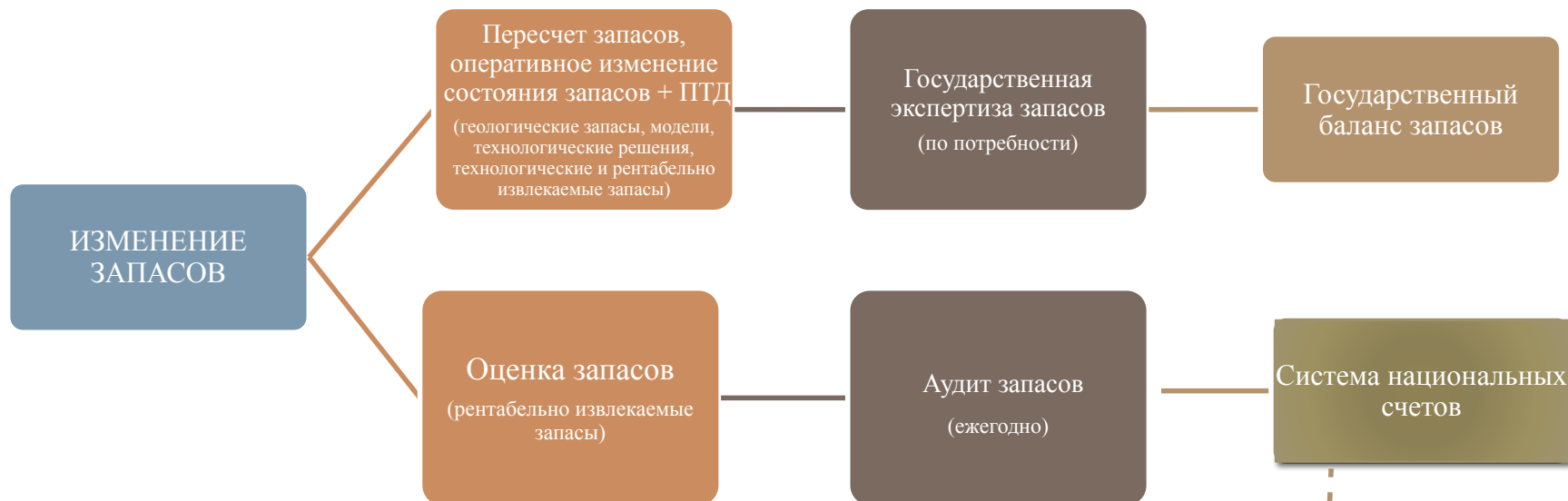
	Категория РКООН-2009	Категории РФ2013
G1	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить с высокой степенью достоверности	A, B1, C1, A*, B1* A**, B1**, C1**
G2	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить со средней степенью достоверности	B2, C2, B2*, B2**, C2**,
G3	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить с низкой степенью достоверности	
G4	Оцененные объемы, отнесенные к потенциальному месторождению, которые основаны, главным образом, на косвенных доказательствах	D0, Дл, D1, D2 D0**, Дл**, D1**, D2**



НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПО КЛАССАМ И КАТЕГОРИЯМ

	<u>A</u> E1.1F1.1G1	<u>B1</u> E1.1F1.2G1	<u>B2</u> E1.1F1.3G2	<u>A*</u> E1.1.F2.1G1	<u>B1*</u> E1.1F2.1G1	<u>B2*</u> E2F2.2G3
1978	-	10,0	-	-	12,8	0,9
1995	9,0	9,4	-	21,0	21,9	1,8
2005	57,0	16,2	1,0	14,0	5,4	0,8
2014	75,3	8,0	1,0	12,0	4,1	0,8





- Данные национального аудита запасов представляются в Роснедра для учета их в государственном балансе запасов ПИ по заявительному принципу
- Преимущества:
 - Повышение достоверности запасов с обеих сторон (двойной контроль), а следовательно доверия со стороны инвесторов
 - Оперативное информирование об изменении запасов всех заинтересованных сторон: оперативное принятие решений, единая информация
 - Отсутствие дополнительных экспертиз и сборов со стороны государства
 - Возможность эволюционного развития системы
- Сопоставление вероятностной оценки и детерминистской, предлагается осуществлять на основании несложной методики.



**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**