

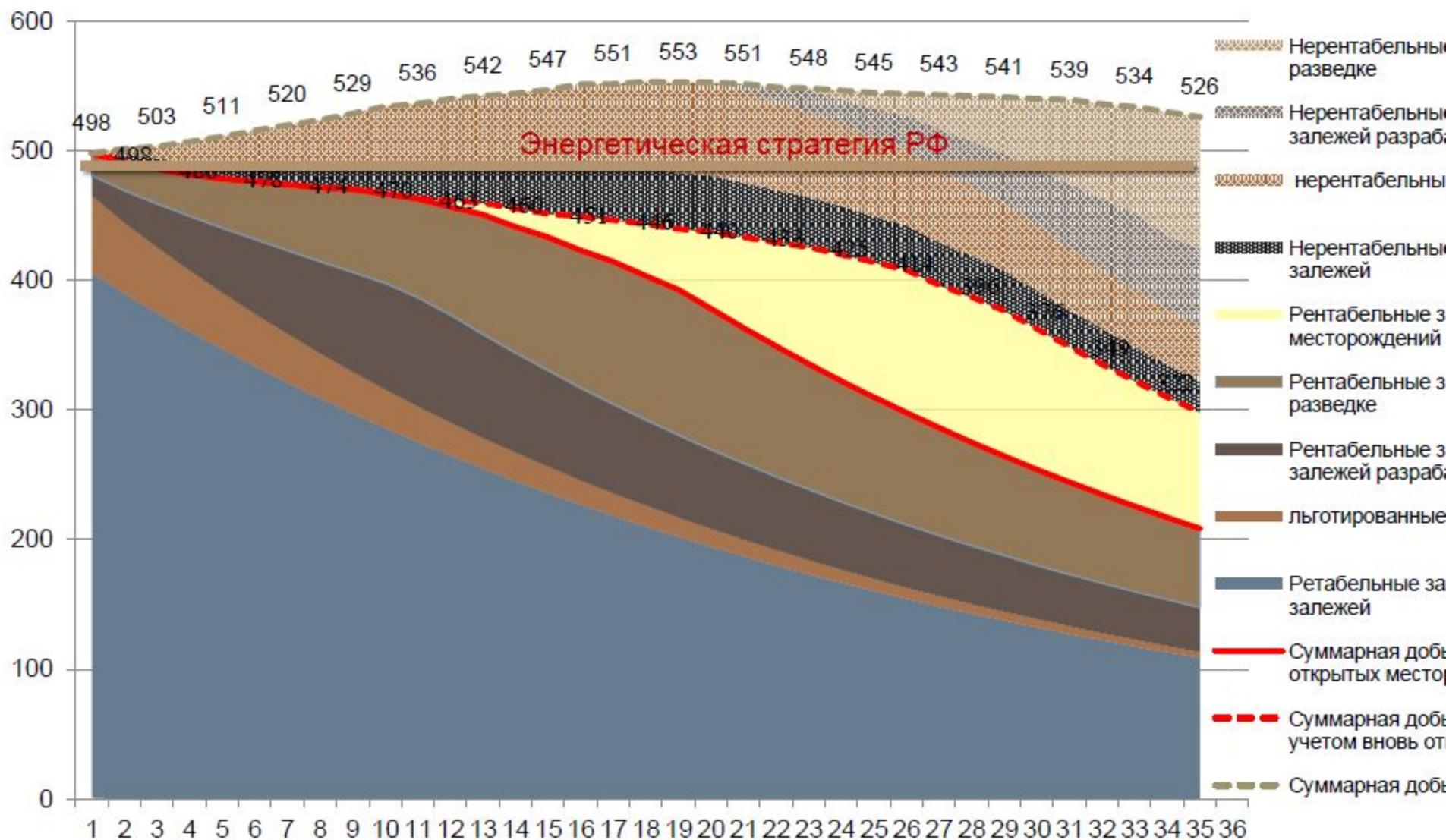
КЛЮЧЕВЫЕ РЕШЕНИЯ НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ УВС

Лушпеев Владимир Александрович
канд. техн. наук, доцент



2020

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ ДО 2050 ГОДА



➤ Обеспечить выполнение энергетической стратегии страны по уровням добычи

□ Государственные

Россия, Китай, Норвегия, Канада и др.

□ Международных организаций

ООН, Мирового нефтяного конгресса (WPC)

□ Научных инженерных обществ

Общества инженеров-нефтяников (SPE-PRMS)

Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG)

□ Крупных нефтяных компаний

Shell, BP, Chevron, Total

□ Бирж по ценным бумагам

Комиссия по ценным бумагам и биржам США (SEC)

Лондонская биржа (LSE)

	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	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.

Цель новой классификации - обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых

Задачи:

- повышение достоверности запасов
- упрощение схемы утверждения запасов
- снижение административных барьеров
- обеспечение комплексного подхода к администрированию льготлируемых параметров
- совершенствование механизма государственного регулирования для вовлечения в разработку неэффективных и трудноизвлекаемых запасов
- гармонизация с международными системами

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

Документ	Утверждены	Статус утверждения изменений
Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов	Приказ МПР от 1.11.2013 №477 Зарегистрирован в Минюсте	Не планируется
Постановление Правительства РФ от 11.02.2005г №69 О государственной экспертизе запасов	Изменения постановлением Правительства от 18.02.2016 №116 Зарегистрирован в Минюсте	Изменения постановлением Правительства РФ от 04.08.2018 N 913
Постановление Правительства РФ от 3.02.2010 №118 О деятельности ЦКР	Изменения постановлением Правительства от 18.02.2016 №117 Зарегистрирован в Минюсте	
Методические рекомендации по применению НКЗ	Распоряжение МПР от 1.02.2016 №3-р	Распоряжением МПР от 19.04.2018 №11-р
Правила разработки месторождений УВС	Приказ МПР от 14.06.2016 №356 Зарегистрирован в Минюсте	Приказ МПР от 20.09.19 №638 , зарегистрирован в министерстве Юстиций РФ
Правила подготовки технических проектов	Распоряжение МПР как Методические рекомендации от 18.05.2016 №12-р	Приказ МПР от 20.09.19 №639 , зарегистрирован в министерстве Юстиций РФ
Требования к составу и правилам оформления представляемых на	Приказ МПР от 28.12.2015 №564	Не планируется

КЛЮЧЕВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

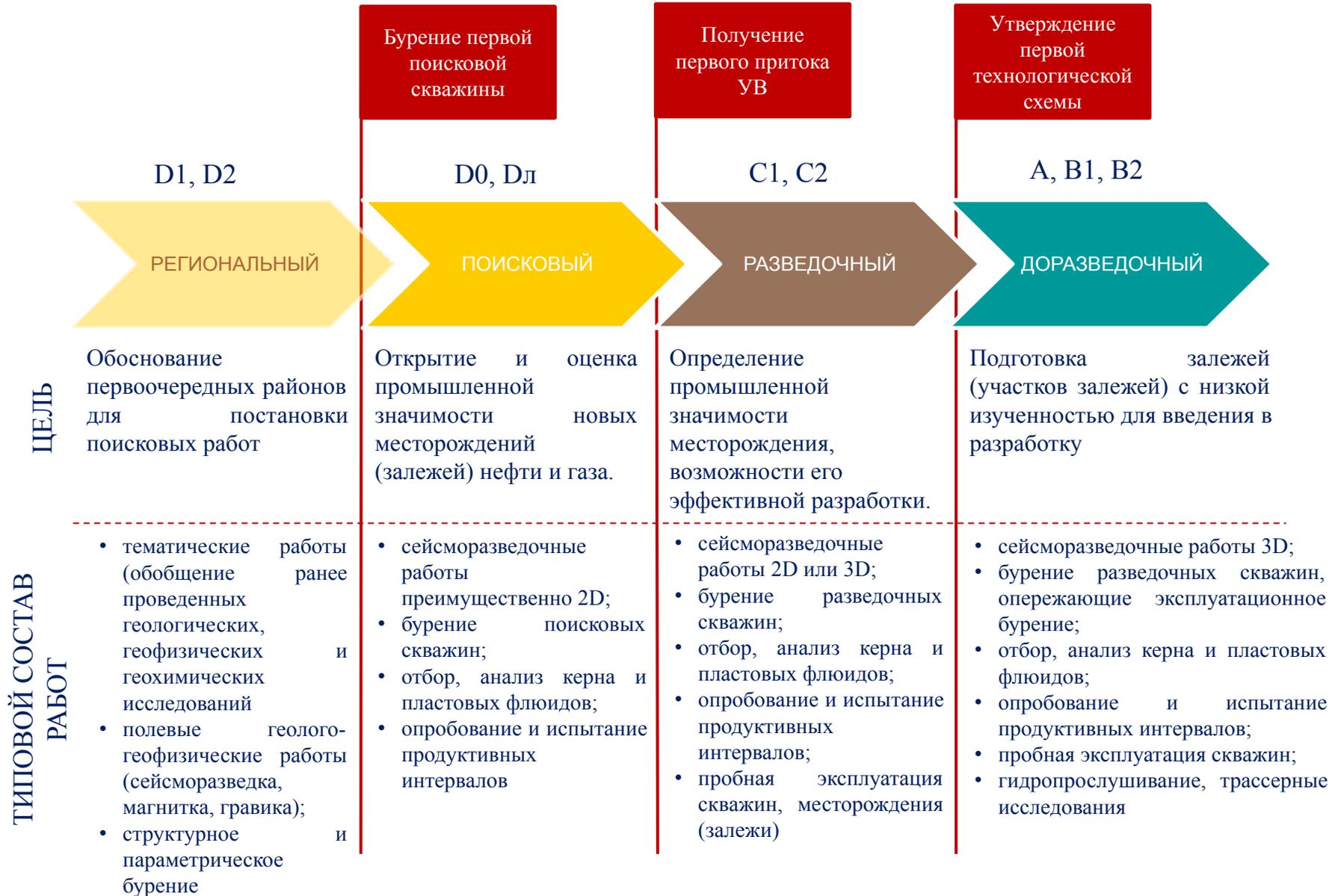
- Приказ устанавливает единые для РФ принципы подсчета и государственного учета запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти) и *газового конденсата* (далее - конденсат)
- Подсчет и учет запасов производят по наличию их в недрах по каждой залежи отдельно и месторождению в целом
- Запасы подразделяются на:
 - Геологические - количество углеводородов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией или испытанием скважин, или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями
 - Извлекаемые запасы - часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды
 - *Рентабельно извлекаемые запасы* - часть извлекаемых запасов, которые могут быть добыты за период рентабельной эксплуатации месторождения (залежи)
- **Ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.**

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

(Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477)

КЛЮЧЕВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- Запасы нефти, конденсата, а также содержащихся в нефти, конденсате и горючих газах компонентов подсчитываются и учитываются в единицах массы; запасы горючих газов и гелия подсчитываются и учитываются в единицах объема
- Месторождения и залежи нефти и газа для планирования геологоразведочных работ и разработки месторождений и ведения учета запасов, содержащихся в них полезных ископаемых, подразделяются по фазовому состоянию, по величине запасов и **стадиям освоения**.





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

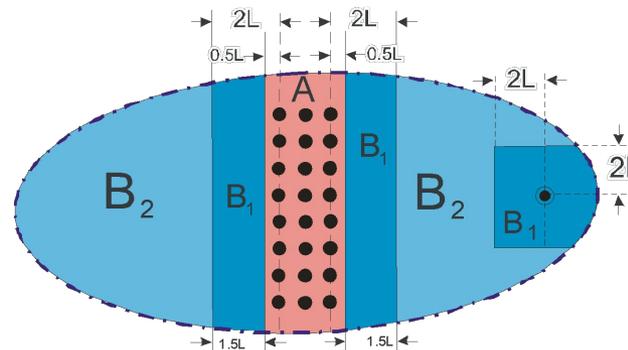
Извлекаемые запасы рассчитываются за весь период разработки и за *рентабельный* период

Извлекаемые запасы оцениваются по аналогии

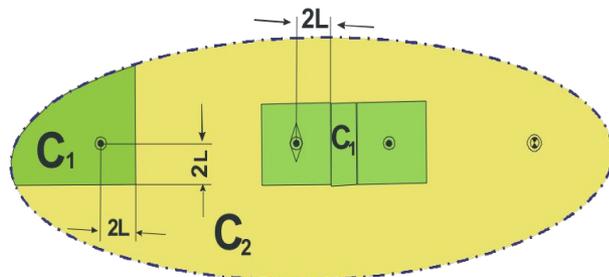
Запасы, составляющие основу для государственного планирования добычи нефти

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

Категории А и В1 – активные запасы, могут рентабельно разрабатываться в существующих экономических условиях



Категории В2, С1 и С2 относятся к зоне риска, требуют доразведки, дополнительного экономического обоснования и государственного стимулирования для разработки запасов этих категорий



Этапы освоения месторождения с учетом изменений:

1. Разведка месторождения

2. Промышленная разработка

Роснедра, Тер.органы

ГКЗ, ЦКР

ГКЗ, ЦКР

ППЭ поисково-разведочной скважины

Оперативный подсчет запасов



ППЭ

Подсчет запасов



Технологическая схема разработки

C2

C1

C2

A

B1

B2

2. Промышленная разработка

ГКЗ, ЦКР

Оперативный подсчет запасов / Подсчет запасов



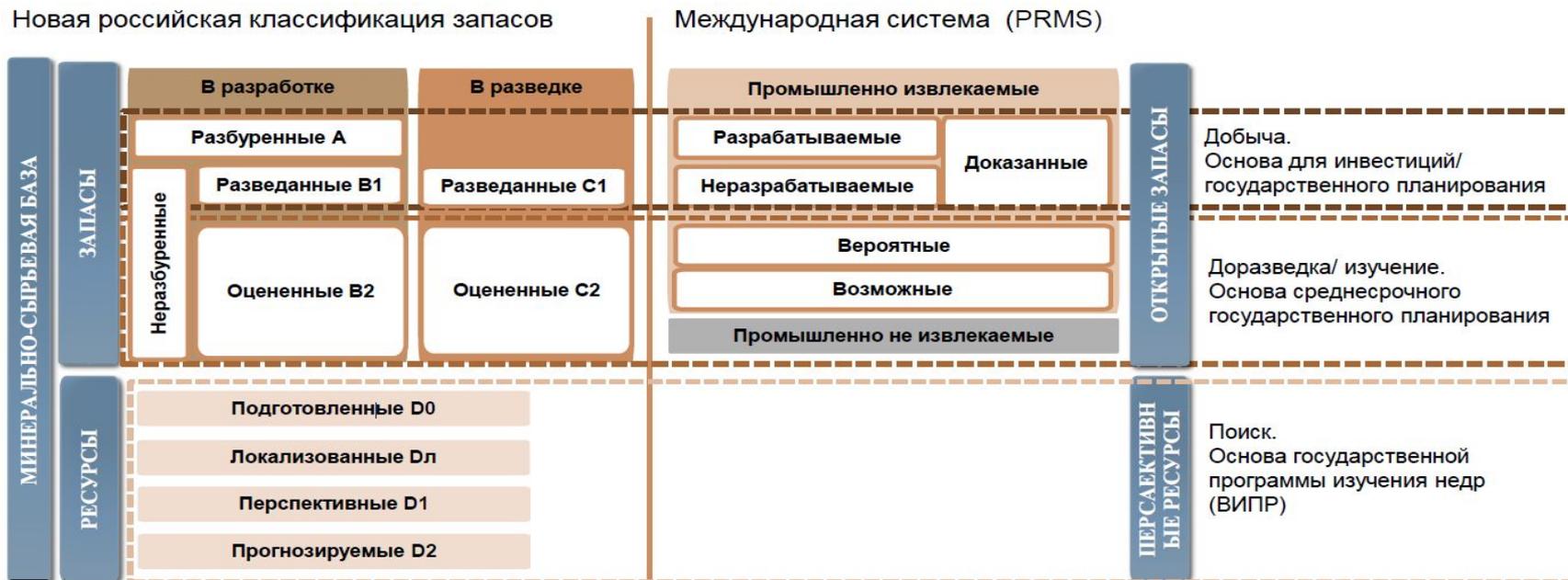
Технологический проект разработки

A

B1

B2

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.

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

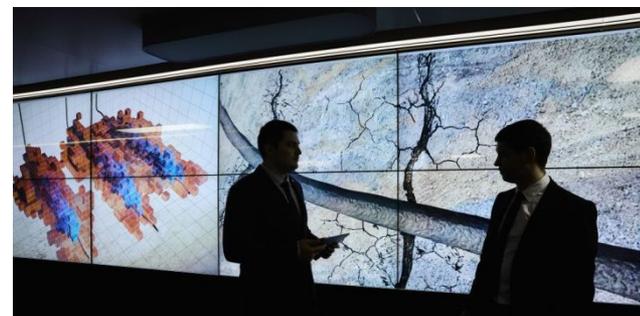


Извлекаемые запасы за нерентабельный период – основа для государственного регулирования (предоставление льгот для перевода запасов в рентабельные, стимулирование применения инновационных технологий добычи и новых МУН).

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

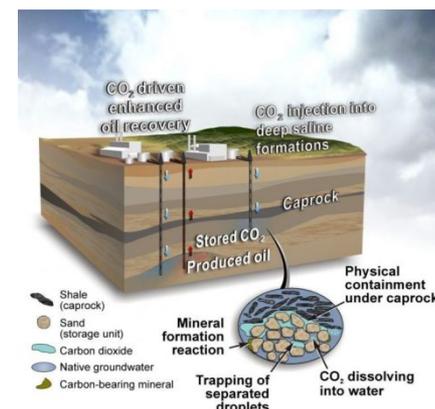
Недропользователь должен предлагать в ПТД пути перевода запасов в рентабельные категории

Поиск объектов-кандидатов



План по переводу запасов в льготную категорию

Поиск технологий разработки



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»

- К категории **A** (разрабатываемые, разбуренные) относятся запасы залежей/частей разбуренные эксплуатационными скважинами и разрабатываемые в соответствии с утвержденным ТПД (ТСР, ТПР или дополнением к ним), геологическое строение которых, форма и размеры определены:
- флюидальные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин
 - литологический состав, тип коллекторов, эффективные нефте- и газонасыщенные толщины, ФЕС и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин
 - гидропроводность и пьезопроводность пласта, $R_{пл}$, $T^{\circ}C$, коэффициенты вытеснения определены по результатам гидродинамических исследований скважин и лабораторных исследований керна.

- К категории **V1** (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные) относятся запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых *планируется* в соответствии с утвержденным ПТД (ТСР, ТПР или дополнением к ним)
- изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами
 - разбуренные поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна)

- К категории **B2** (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные) относятся запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых *проектируется* в соответствии с утвержденным ПТД (ТСР, ТПР или дополнением к ним)
- изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами
 - испытанием отдельных скважин в процессе бурения

- К категории С1 (разведанные) относятся запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин
- изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами
 - разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также кернa)

! Для месторождений на акваториях морей/ континентальном шельфе морей РФ, к запасам категории С1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты ГИС, позволяющие оценить характер насыщенности пласта

- геологическое строение залежи, ФЕС пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований скважин в процессе реализации проектов геологоразведочных работ разведки, ППЭ отдельных скважин или месторождения/залежи

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.

- В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на:
 - нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
 - газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;
 - нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи;
 - газовые (Г), содержащие только газ;
 - газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
 - нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

- Выделены 4 группы по содержанию конденсата (C₅₊) :

Содержание конденсата (C _{5+B}), г/м ³	Группы месторождений
менее 25	низкоконденсатные
от 25 до 100	среднеконденсатные
от 100 до 500	высококонденсатные
более 500	уникальноконденсатные

Градация месторождений	КЛАССИФИКАЦИЯ 1983г	КЛАССИФИКАЦИЯ 2013г
простого строения	связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу	<i>однофазные</i> , связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и ФЕС по площади и разрезу
сложного строения	характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений	<i>одно- и двухфазные</i> , характеризующиеся невыдержанностью толщин и ФЕС продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений
очень сложного строения	характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов	<i>одно- и двухфазные</i> , характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов

Распоряжение Минприроды России от 1 февраля 2016 г. N 3-р

- Методические рекомендации направлены на оказание практической помощи Роснедрам, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Роснедр
- Исключена норма:
 - Под залежь понимается любое естественное скопление нефти или газа в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из слабопроницаемых пород
- Новый вариант:
 - Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления - залежи углеводородного сырья (далее - залежь). Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам, представляющим собой единую гидродинамическую систему.
- Расширено определение:
 - Месторождение может быть **однопластовым** и **многопластовым**, однозалежным и многозалежным.
- Впервые дано определение:
 - Для нефтегазоконденсатных месторождений нефтяная часть залежи определяется как нефтяная залежь с газовой шапкой в случае, когда нефтяная часть залежи превышает по объему газоконденсатную часть залежи или как нефтяная оторочка в случае, когда газоконденсатная часть залежи превышает по объему нефтяную часть залежи

Распоряжение Минприроды России от 1 февраля 2016 г. N 3-р

- Впервые выделены 4 группы по содержанию конденсата (C₅₊) :

Содержание конденсата (C _{5+B}), г/м ³	Группы месторождений
менее 25	низкоконденсатные
от 25 до 100	среднеконденсатные
от 100 до 500	высококонденсатные
более 500	уникальноконденсатные

- Внесены граничные значения по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5 - 1,0	Среднесернистые
1,0 - 3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

- Ранее - малосернистые (до 0,5%), сернистые (0,51 - 2%) и высокосернистые (выше 2%)

Распоряжение Минприроды России от 1 февраля 2016 г. N 3-р

- Дано определение (п.15):
 - Открытием месторождения (залежи) считается установление промышленного значения скопления углеводородов в результате получения в скважине притоков, позволяющих оценить необходимость дальнейшего проведения работ по изучению открытого месторождения (залежи)

- Установлены новые требования
 - (п.21г) объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения в дальнейшем, по результатам эксплуатации залежи, подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов газа - методом падения давления, и перевода их в более высокие категории, а также построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей

 - (п.25) при изучении состава нефти и газа определяется наличие и содержание в них попутных полезных компонентов, а также оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей).

ВЫДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ

- Категории запасов нефти и газа в российской классификации устанавливаются на основе:
 - а) степени геологической изученности;
 - б) степени промышленного освоения.
- *Степень геологической изученности* – определяется наличием, полнотой комплекса исследований, позволяющим с той или иной степенью достоверности осуществить подсчет запасов, оценку неопределенностей и рисков, в том числе экономической привлекательности проекта, подготовить и утвердить проектный документ на разработку месторождений. Комплекс исследований включает:
 - полевые геофизические исследования (например, сейсморазведка 2D, 3D)
 - бурение поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин
 - геофизические исследования скважин
 - отбор , анализ керна и пластовых флюидов
 - промысловые и аналитические исследования
- По *степени промышленного освоения* выделяются запасы разрабатываемых и разведываемых месторождений.

Классификация	Залежь, вскрытая единственной разведочной скважиной	Залежь, покрытая сеткой разведочных скважин	Залежь, разбуренная эксплуатационной сеткой
Старая Российская			
Новая Российская			
Американского общества инженеров-нефтяников (PRMS), соответствует РКООН			

Новый подход к выделению категорий запасов сохраняет основные принципы действующей классификации и максимально приближен к PRMS.

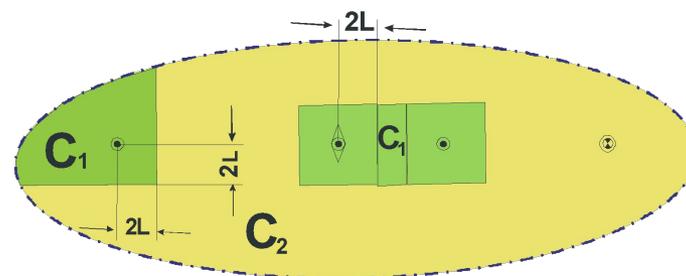
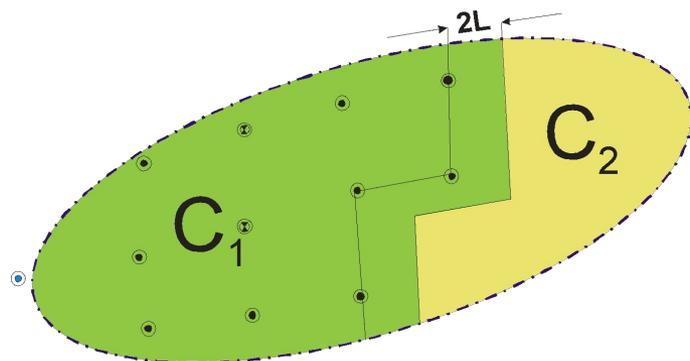
МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РАЗВЕДКЕ

- Запасы залежей разведываемых месторождений, по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на две категории: категория C_1 (разведанные), категория C_2 (оцененные).
- Запасы категории C_1 (разведанные) выделяются и подсчитываются на залежи или части залежи, на которых может осуществляться пробная эксплуатация отдельных скважин или пробная эксплуатация участка залежи.
- К категории C_2 (оцененные) относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, наличие которых обосновано сейсморазведочными или иными высокоточными методами, данными геологических, геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.
- Запасы категории C_1 подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и должны быть изучены в степени, обеспечивающей оценку экономической целесообразности ввода месторождения в разработку и, в случае положительного решения, составления проектного документа на разработку.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РАЗВЕДКЕ.

Границы запасов категории C1 устанавливаются

- а) в районе испытанных в колонне поисковых и разведочных скважин, давших промышленные притоки нефти и газа либо по результатам опробования скважин испытателем пластов, позволяющим дать предварительную оценку нефтегазоносного потенциала залежи.
- Отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность должна уверенно определяться по данным геофизических, керновых исследований.
- Граница устанавливается на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ($2L$) в сторону неизученной части залежи (шаг сетки принимается по аналогии с разрабатываемыми месторождениям)
- Для месторождений в акваториях морей граница устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном $2L$ от скважины
- б) *если расстояние между квадратами запасов категории C1 меньше $2L$, то такие участки могут объединяться*
- *В случае, когда скважина, расположена на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории C1 можно распространить до этого контура*
- в) *если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории C1 такие участки могут объединяться*



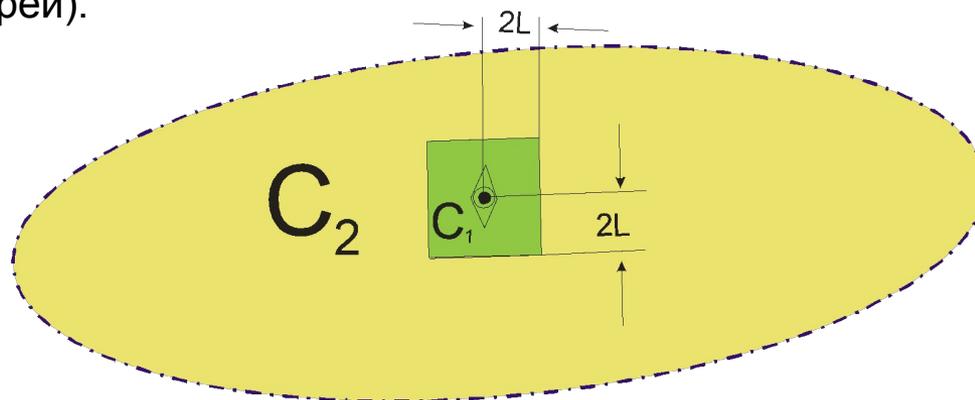
МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РАЗВЕДКЕ. Категория С1.

ТРЕБОВАНИЯ К ИЗУЧЕННОСТИ

- Для отнесения запасов к категории С1 по залежи устанавливаются:
- а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;
- б) литологические особенности продуктивного пласта - вещественный состав, тип коллектора, общая толщина пласта, нефте- и газонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность
- в) *коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей;*
- г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета)
- д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;
- е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;
- ж) *начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание;*
- з) для открываемых месторождений в акваториях морей, в первых поисковых скважинах допускается исследование скважин пластоиспытателями на кабеле;
- и) *при открытии месторождения и на начальной стадии его оценки, допускается принятие запасов категории С1 с параметрами, принятыми по аналогии.*

МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РАЗВЕДКЕ. Границы запасов категории С1 устанавливаются

- а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории С1, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований ;
- б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа;
- в) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным ПГИ и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки углеводородов (нефти, газа и их смеси);
- г) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью, если геологическая информация указывает, что продуктивные пласты в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.
- Если все скважины залежи испытаны в процессе бурения испытателем пластов на кабеле, то ее запасы относятся к категории С₂ (исключение составляют месторождения в акваториях морей).

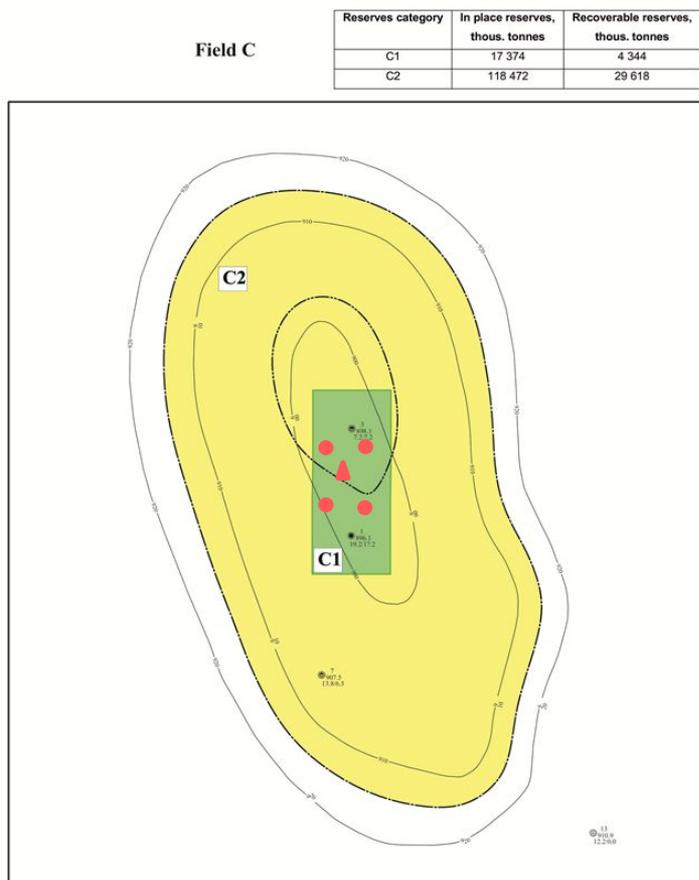


МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РАЗВЕДКЕ. Категория С2. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗУЧЕННОСТИ

- Для запасов нефти и газа категории С2 устанавливаются:
- а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;
- б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принимается условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;
- в) нефте- и газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;
- г) *свойства нефти и газа по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения;*
- д) *коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются по аналогии с изученными участками залежей.*

МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РАЗВЕДКЕ (С1, С2)

По категориям С1 и С2 технологически извлекаемые запасы определяются упрощенными инженерными методиками или по аналогии



Стадия разведки может включать Pilot Project для обоснования наиболее оптимальных технологий будущей разработки.

Для месторождений, находящихся в разведке, расчет извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК) осуществляется на основании технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, рассчитанному в проекте пробной эксплуатации месторождений и/или экспертных оценок, упрощенных статистических способов определения коэффициентов извлечения:

- а) эмпирических методов;
- б) по коэффициентному методу;
- в) метода аналогий.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

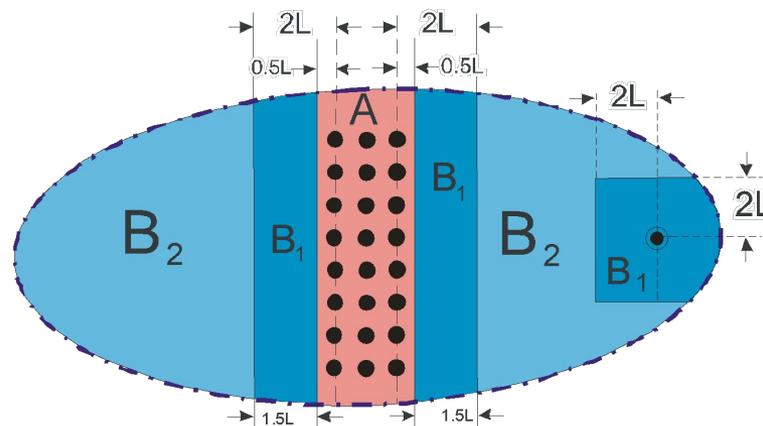
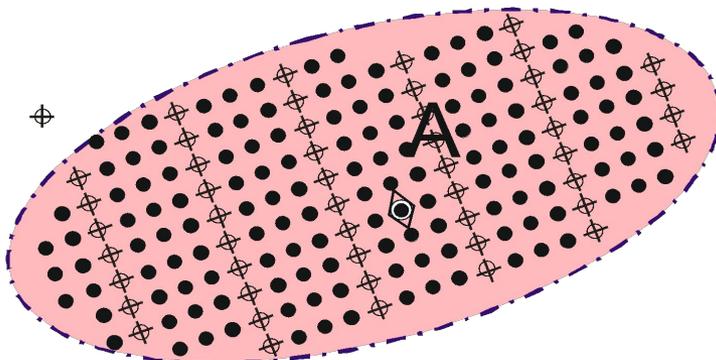
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- Разрабатываемые месторождения - месторождения, которые разбуриваются/ планируются к освоению в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему)
- *Запасы категории А* выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин
- *Запасы категории В1* выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, изученных сейсморазведкой; разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (*отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна*).
- *Запасы категории В2* выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, изученных сейсморазведкой. Наличие запасов обосновано данными геологических и геофизических исследований и положительными результатами испытания отдельных скважин в процессе бурения.

РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. Границы категории А

устанавливаются:

- для залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами – по контуру залежи
- для залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами – на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин ($0,5L$) по действующему ПТД, от линии, проходящей через крайние скважины, в сторону неизученной части залежи.
- В качестве крайних скважин принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие), запроектированные на данный 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;
- если эксплуатационные скважины, расположены на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории А можно распространить до этого контура;
- если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории А такие участки могут объединяться
- Для газовых/ газоконденсатных залежей, границу категории А допускается проводить по границе зоны дренирования (по данным замеров пластового давления или по данным гидродинамического моделирования). В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории А проводят по контуру залежи.
- Для залежей, разрабатываемых, скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии $0,5L$

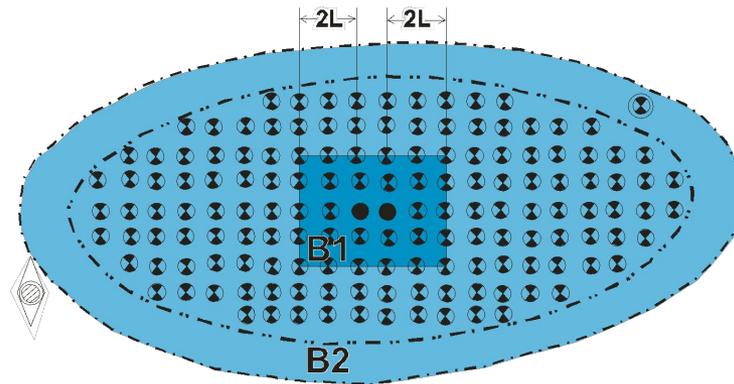
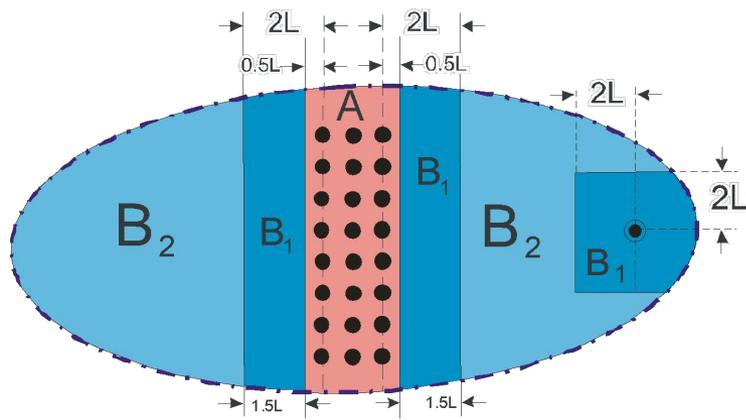


РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. Категория А ТРЕБОВАНИЯ К ИЗУЧЕННОСТИ

- Для отнесения запасов к категории А устанавливаются:
- а) тип, форма и размеры залежи; положение тектонических нарушений и их амплитуды; для литологически ограниченных залежей - границы выклинивания пласта или замещения, для стратиграфически экранированных залежей - границы стратиграфического экранирования пластов;
- **б) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади; расчлененность и песчанистость разреза, толщины пород-покрышек;**
- в) литологические особенности продуктивного пласта и вмещающих пород - вещественный состав; тип коллектора; коллекторские свойства (пористость, проницаемость, трещиноватость, кавернозность, карбонатность и глинистость), минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность, литологические свойства пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость;
- г) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну;
- д) гидропроводность и пьезопроводность;
- е) физико-гидродинамические характеристики: коэффициент вытеснения нефти водой (газом), кривые фазовых проницаемостей, смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность), определенные по собственному керну;
- ж) положения флюидальных контактов (или условных подсчетных уровней)
- з) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов:
 - - давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, сжимаемость;
 - - физико-химические свойства нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов
- и) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;
- к) начальные и текущие дебиты нефти, растворенного газа и воды, свободного газа и содержание в нем сырого и стабильного конденсата; коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных и текущих пластовых давлений, давления насыщения и начала конденсации, начальное газосодержание нефти, газовый фактор и его изменение во времени;
- м) возможная гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков

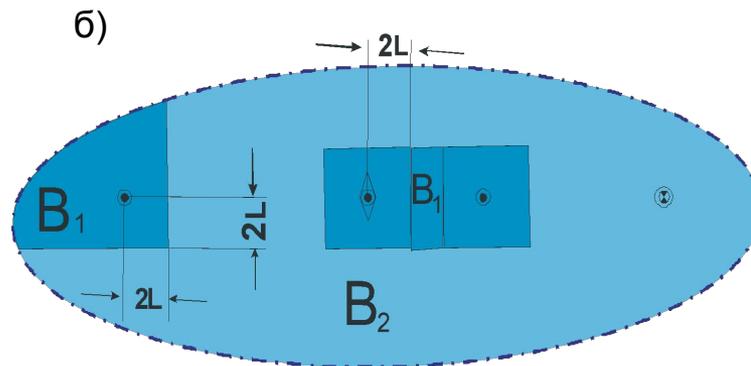
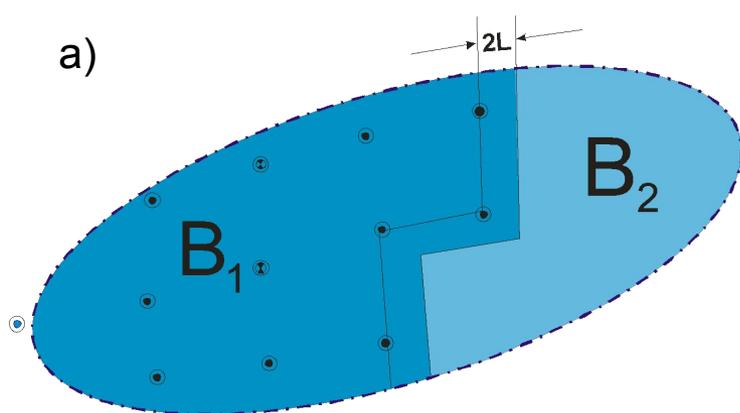
V1 устанавливаются:

- а) на расстоянии равном $2L$ от линии, проходящей через крайние скважины, или $1,5L$ от границы категории А в сторону неизученной части залежи;
- б) для частей залежи, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти/ газа - на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;
- отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию V1 не включаются;
- для месторождений в акваториях морей граница категории V1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;
- в) если расстояние между квадратами категории V1 $< 2L$, то такие участки могут объединяться;
- г) если расстояние от границы категории V1 до границы залежи $< 2L$, то границы категории V1 можно распространить до границы залежи
- д) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории V1, такие участки могут объединяться;
- е) для частей залежи около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин - на $2L$ от опробованных скважин



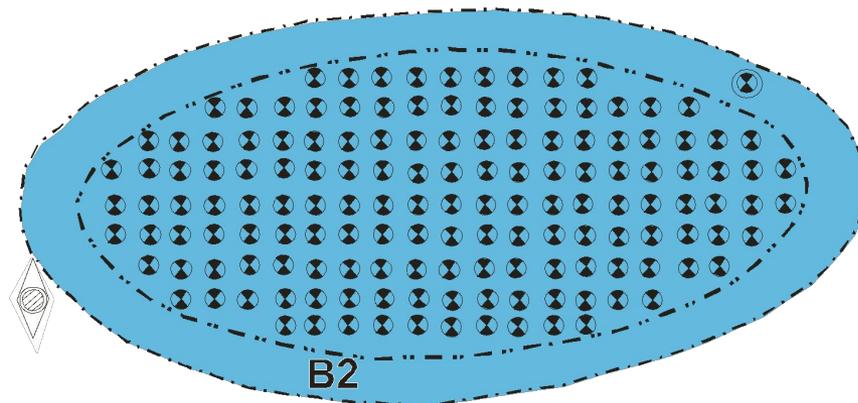
ТРЕБОВАНИЯ К ИЗУЧЕННОСТИ

- Для отнесения запасов к категории В1 устанавливаются:
 - а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;
 - б) литологические особенности продуктивного пласта - вещественный состав, тип коллектора, общие толщины пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов
 - в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей
 - г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета)
 - д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов
 - е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов
 - ж) по данным опробования пробуренных скважин и/или пробной эксплуатации отдельных скважин - начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание
- з) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну



ОТНОСЯТ:

- а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории В₁;
- б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах – до границ залежи.
- Для отнесения запасов нефти и газа к категории В2 устанавливаются:
 - а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;
 - б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;
 - в) нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;
 - г) свойства нефти по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения.



Reserves | In place reserves | Recoverable reserves

Field B



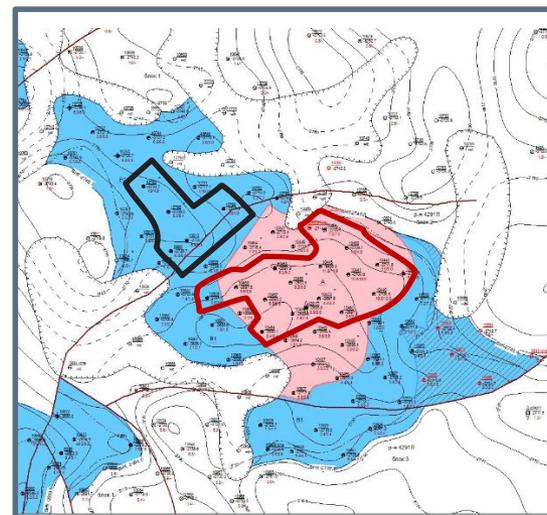
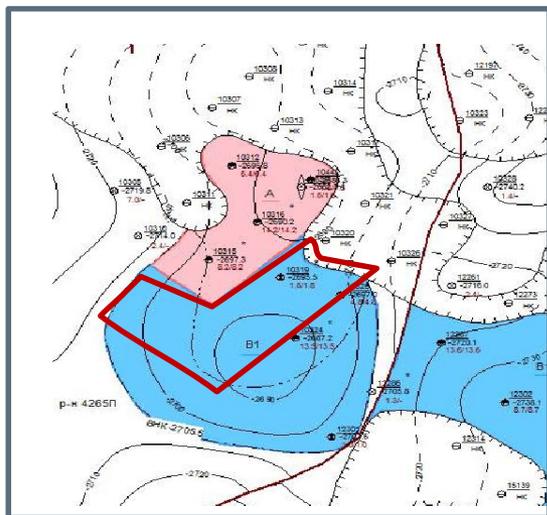
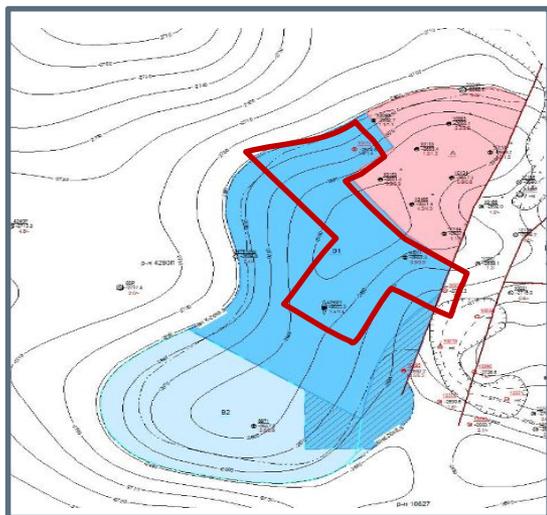
Category A Category B1 Category B2

Категории запасов А, В1 и В2 имеют уникальное сопоставление с подклассами РКООН 2009:

А – разрабатываемые (добываемые)

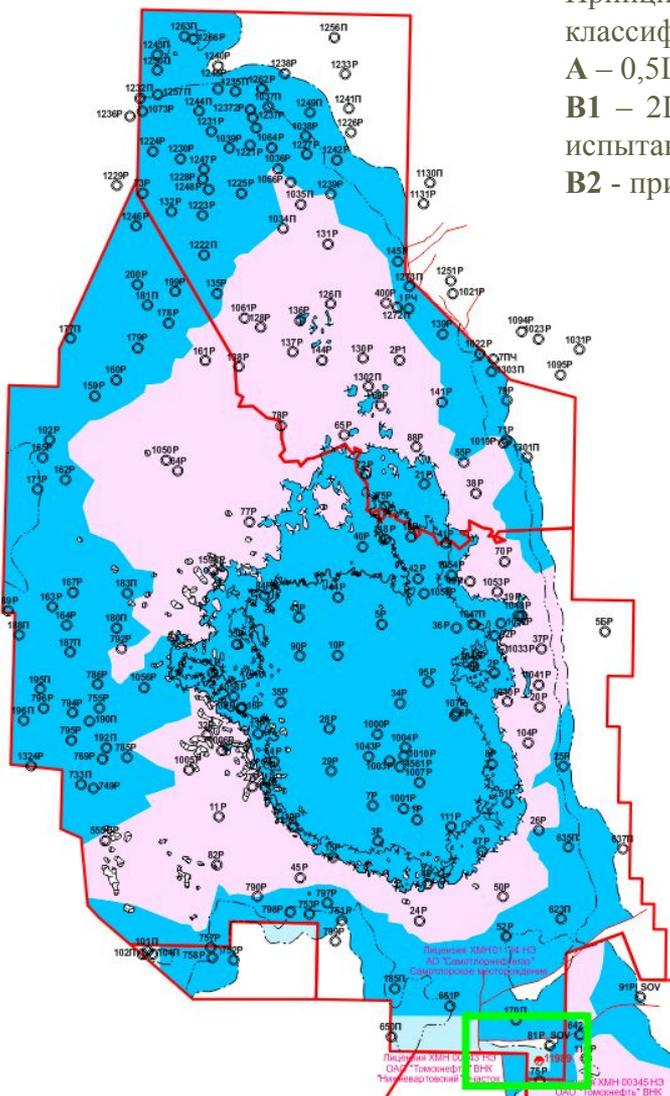
В1 – утверждены к разработке

В2 – обоснованы к разработке



- Требования к категоризации запасов в условиях новой классификации более жесткие. Поэтому учитываются только наиболее достоверные запасы, что соответствует международным классификациям PRMS и РКООН.

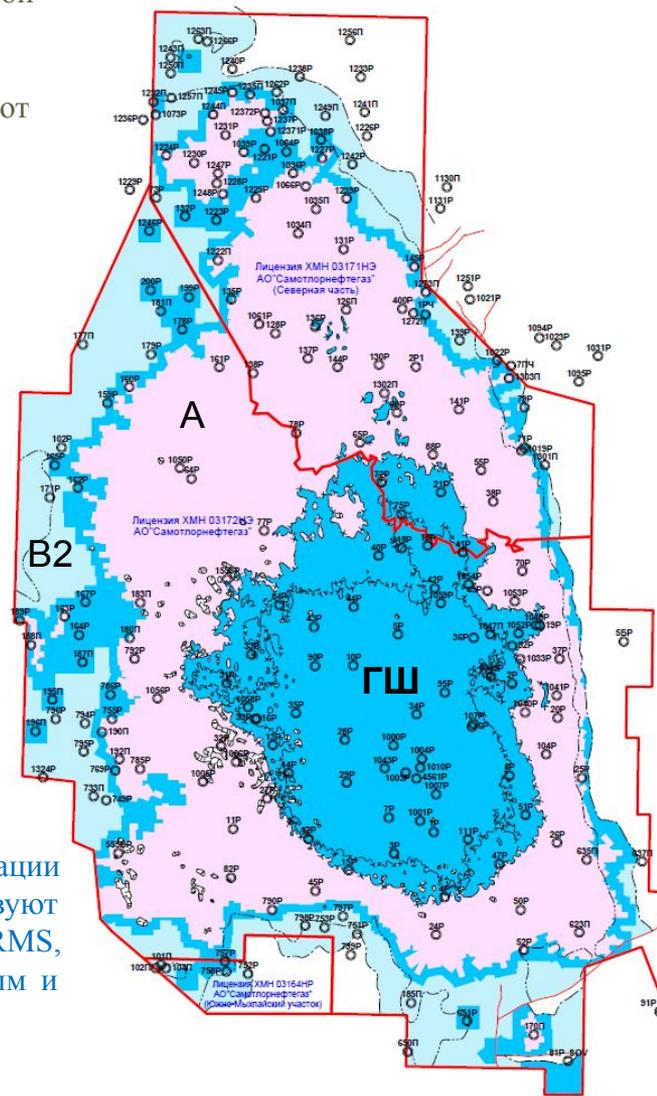
Обзорная карта-схема категорий запасов на 01.01.2017г.



Принципы выделения категорий по новой классификации:

- А** – 0,5L от эксплуатационных скважин;
- В1** – 2L примыкающие к категории А или от испытанных скважин;
- В2** - примыкающие к В1 до контура залежи.

Обзорная карта-схема актуализированных категорий



В действующей классификации запасы категории В1 соответствуют доказанным запасам системы PRMS, запасы категории В2 – возможным и вероятным

- Основным объектом подсчета запасов нефти и газа является залежь.
- При подсчете запасов и оценке ресурсов осуществляется отдельный подсчет и учет данных по запасам нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов
- Запасы попутных компонентов, содержащихся в нефти, конденсате, свободном и растворенном газе, учитываются только в случае подтверждения целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчетами
- Подсчет начальных и остаточных запасов нефти и газа проводится отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной, нефтяной и водонефтяной зон. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи.
- Для очень мелких и мелких многопластовых месторождений подсчет запасов может производиться по полезным ископаемым (нефть, газ) и содержащимся в них попутным полезным компонентам без деления по зонам насыщения.

- Запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются как в целом по месторождению, залежам, так и в границах лицензионных участков (распределенный фонд) всех недропользователей и за их пределами (нераспределенный фонд).
- Подсчет и учет запасов различных категорий ведется отдельно. Выделение категорий запасов нефти и газа производится по каждой залежи отдельно. Для двухфазных залежей выделение категорий может проводиться отдельно для их нефтяной и газовой частей.
- Объемный метод применяется для подсчета геологических запасов нефти и газа, содержащих традиционные запасы с использованием трехмерных геологических моделей.
- Для залежей, содержащих нетрадиционные запасы, подсчет и учет запасов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.
- В отдельных случаях для запасов категории В2, С1 и С2 допускается использование данных по свойствам нефтей/ растворенного газа объектов-аналогов.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ для месторождений, находящихся в разработке

- Извлекаемые запасы УВС определяются в результате технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки в соответствии с КИН, КИГ, КИК, рассчитанных в ПТД за рентабельный период разработки и за период полной выработки запасов
- Для проведения государственной экспертизы геологических и извлекаемых запасов совместно представляются подсчет запасов и проектный технический документ (ТСР, ТПР и дополнения к ним)
- В случае открытия новой залежи на месторождении представляется оперативный подсчет запасов и дополнение к ПТД
- При изменении ранее утвержденных геологических месторождения $>20\%$ от НГЗ 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*
- При изменении ранее утвержденных геологических запасов месторождения $<20\%$ от НГЗ, подсчитанных на дату утверждения, на экспертизу представляется оперативный подсчет запасов. *Для подсчета и учета извлекаемых запасов принимаются коэффициенты извлечения, нефти, газа и конденсата, ранее утвержденные в установленном порядке*
- 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 полезных ископаемых.
- Если ранее утвержденные извлекаемые запасы месторождения не подтверждаются при сохранении ранее принятой геологической модели на экспертизу представляется обоснование коэффициентов извлечения (КИН, КИГ, КИК), выполненное в рамках ДТСР/ДТПР

- на стадии разведки на основании Проекта пробной эксплуатации или по методу аналогий. На этой стадии определяются только технологические извлекаемые запасы (технологический КИН).
- на стадии разработки месторождений – на основании технологического (технического) проекта на разработку месторождения УВ. При этом выделяют:
 - технологически извлекаемые запасы (технологический КИН) за весь период разработки месторождения (объекта учета);
 - извлекаемые запасы за период рентабельной разработки (рентабельный КИН) месторождения (объекта учета)

Основа новой классификации запасов – экономическая оценка возможности освоения запасов УВС, выполняемая в рамках проектного технического документа на разработку месторождения УВС.

Выделены два вида извлекаемых запасов

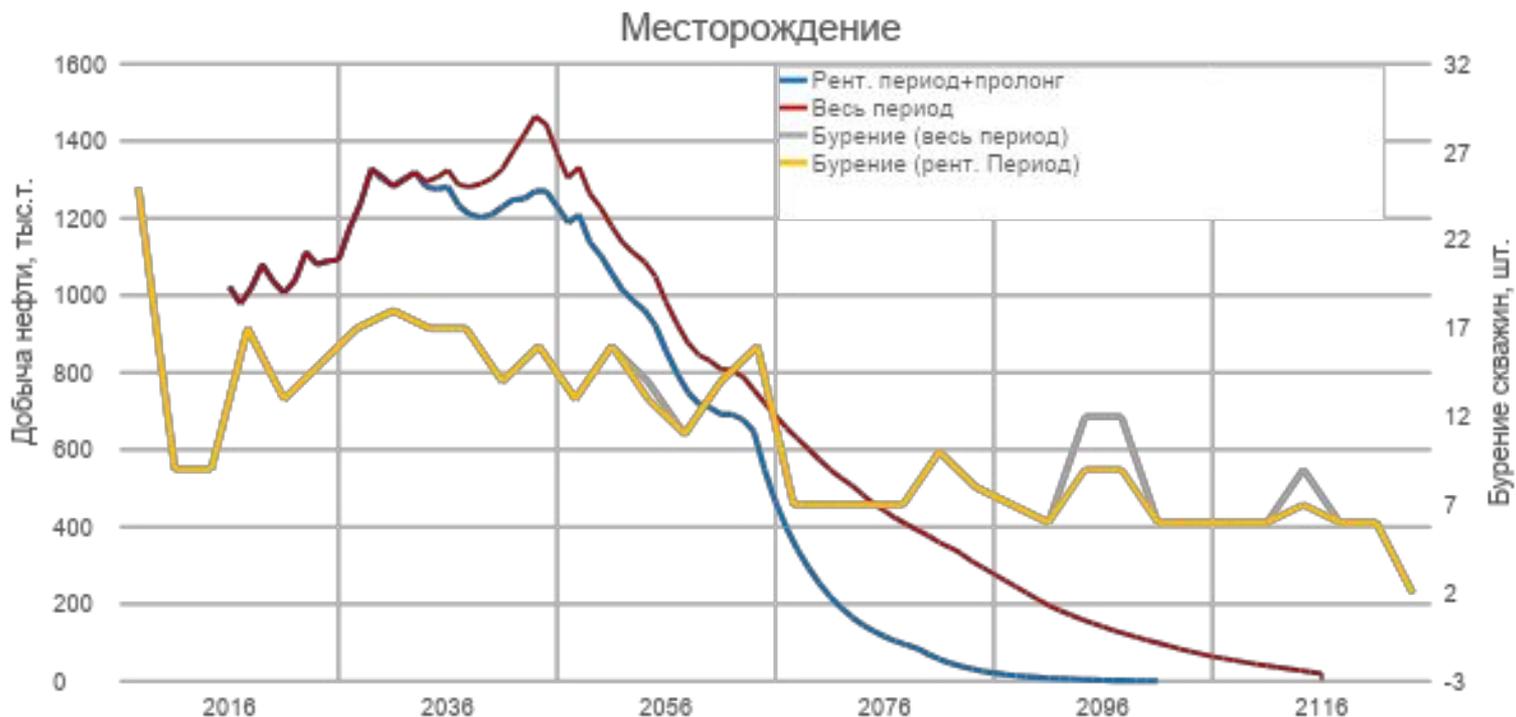
- **технологические** – за период до полной выработки месторождения (залежи)
- **рентабельные** – за период рентабельной эксплуатации месторождения (залежи)

Технологически извлекаемые запасы – на основе существующих технологий добычи



Рентабельный КИН – рентабельные запасы определяются как часть технологических за рентабельный период эксплуатации месторождения при ключевых параметрах:

- цена на УВС рассчитывается как средняя за 12 месяцев,
- ставка дисконтирования – от 10 до 15%



- Применение новой классификации запасов УВС предполагает оценку рентабельных запасов, объемов бурения и добычи на основе реальных планов компаний

СРАВНЕНИЕ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ ДО ПОЛНОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ И РЕНТАБЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД (на примере одного из месторождений Западной Сибири)

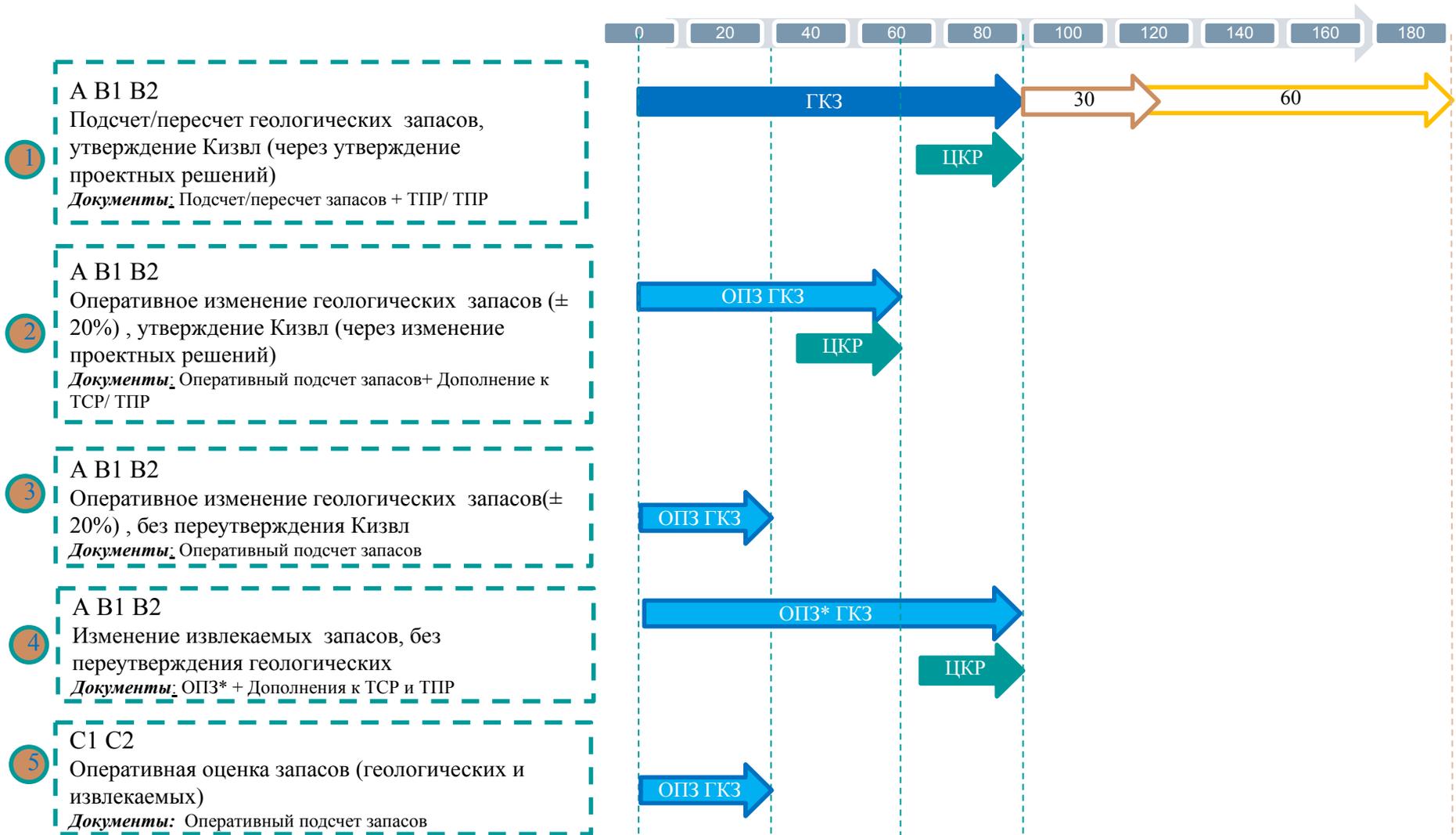
Объект	Технологически извлекаемые запасы				Рентабельно извлекаемые запасы				Отклонение		Годы разработки
	Накопленная добыча нефти, млн.т	КИН, %	Последний год разработки	Бурение	Накопленная добыча нефти, млн.т	КИН, %	Последний год разработки	Бурение	Накопленная добыча нефти, млн.т	КИН, %	
БП11	68,6	34,8	2117	135	62,1	31,5	2064	135	6,5	3,3	53
БП12	12,4	30,7	2109	72	10,2	25,5	2033	72	2,2	5,2	76
БП15	0,3	27,8	2111	4	0,2	20,7	2042	4	0,1	7,1	69
БП16	9,9	27,5	2105	63	9,6	26,6	2079	63	0,3	0,9	26
БП17	9,6	27,2	2125	100	6,7	18,9	2048	100	3,9	8,3	77
Ю1	6,5	38,3	2108	27	5,1	30,4	2029	18	1,4	7,9	79
ВСЕГО	107,3	32,8	2125	401	93,9	28,8	2079	392	13,4	4,0	46

- Оценка рентабельных запасов позволяет инвесторам видеть реальные планы по разработке месторождения, государству - исключить из планирования добычу технологически и экономически неэффективных (нерентабельных) запасов

Подготовленность месторождений для промышленной разработки

- Подготовленность разведанных месторождений (залей) нефти и газа для промышленной разработки определяется степенью их геолого-промысловой изученности, которая достаточна для составления технологической схемы разработки
- Месторождение считается подготовленным к промышленной разработке при условии, что запасы нефти/газа категории С1 составляют более 30% от всех запасов залежи и при соблюдении требований к изученности для категории В1

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ АДАПТИРОВАНА К РАЗЛИЧНЫМ ВАРИАНТАМ УТВЕРЖДЕНИЯ ЗАПАСОВ



ОПЗ* - оперативный подсчет запасов в случае актуализации запасов

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)

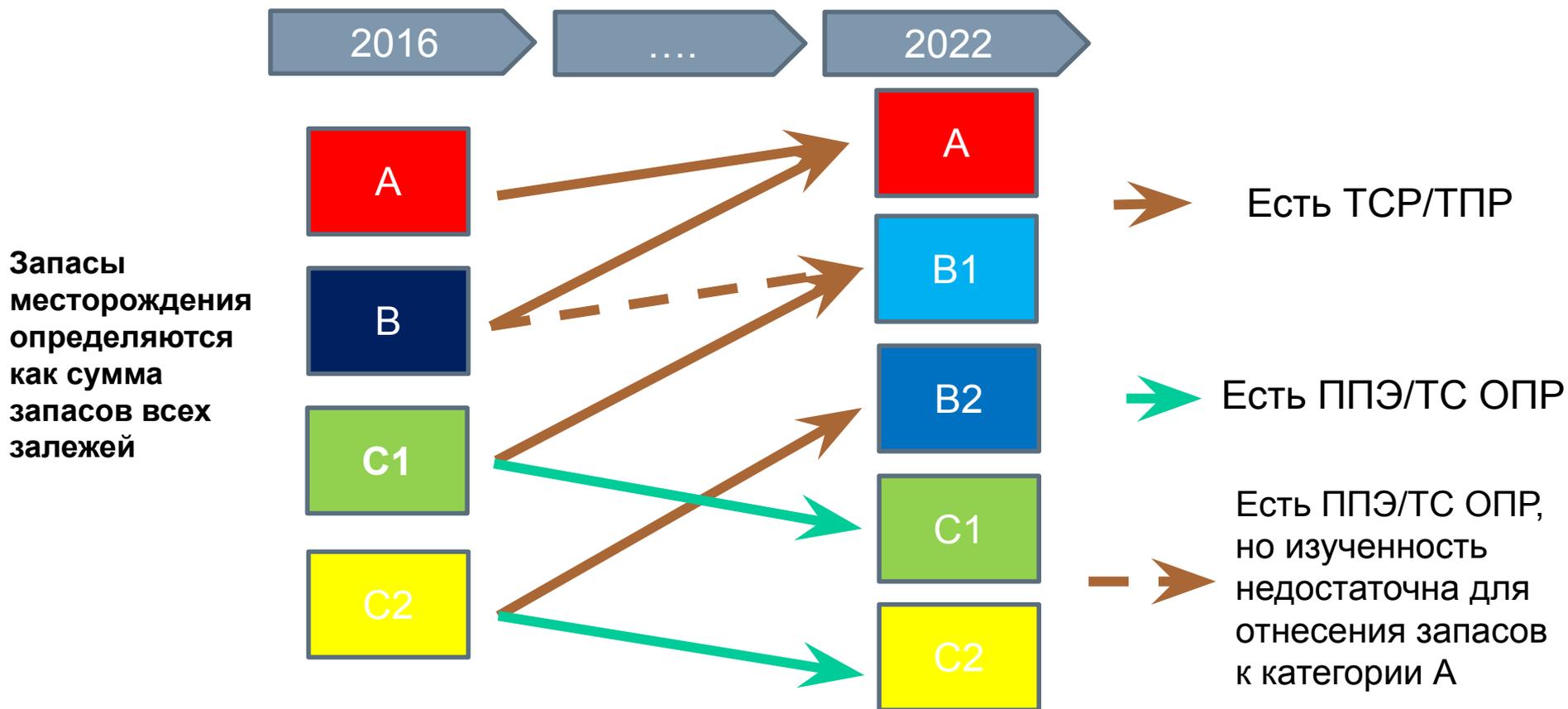
Для больших подсчетов запасов проводятся совместные пленарные заседания ГКЗ и ЦКР.

Для ОПЗ и ТСР возможны отдельные заседания с выходом согласованных протоколов



Перевод запасов в категории новой 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)



ПАО «Газпром нефть»

Для разрабатываемых месторождений

- Запасы категории А по действующей классификации сократились до 10%;
- Запасы категории В по действующей классификации перераспределились между запасами категорий А и V_1 ;
- Запасы категории C_1 по действующей классификации перераспределились между запасами категорий А, V_1 и V_2 ;
- Запасы категории C_2 по действующей классификации перешли в запасы категории V_2 .

Для разведываемых месторождений

- Запасы категории C_1 по действующей классификации либо полностью перешли в запасы категории C_1 , либо перераспределились между категориями C_1 и C_2 ;
- Запасы категории C_2 по действующей классификации либо перешли полностью в запасы категории C_2 , либо увеличились за счет перехода части запасов действующей категории C_1 .

Статьи.

1. Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации. И.В.Шпуров, В.Г.Браткова. Недропользование XXI век, №7(57), 2015, с.38-45.
2. По другому счету. В России заработала новая классификация запасов углеводородов. И.В.Шпуров, В.Г.Браткова. Oil&Gas Journal, №1-2 [101], 2016, с.36-39.
3. Апробация новой классификации на примере месторождений ОАО «Газпром нефть». А.Н.Ситников, Р.Ю.Гложик и др. Недропользование XXI век, №6(50), 2014, с.52-59.
4. Еще раз к вопросу об обосновании оптимального варианта разработки нефтяных месторождений. А.В.Давыдов. Недропользование XXI век, №2(59), 2016, с.108-111.
5. Особенности новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013) и ее сопоставление с рядом зарубежных. И.С. Гутман. Недропользование XXI век, №7(57), 2015, с.48-59.
6. Новые правила проектирования – пора действовать! А.В.Давыдов, Р.М.Курамшин. Недропользование XXI век, №7(57), 2015, с.68-73.

Документы нормативно-правовой базы.

1. Приказ МПР от 01.11.2013 №477.
2. Постановление правительства РФ от 04.02.2009 № 94 «Правила определения размера разовых платежей за пользование недрами».
3. Постановление правительства РФ от 11.02.2005 № 69 «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».
4. Постановление правительства РФ от 03.03.2010 № 118 «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».
5. Приказ МПР от 15.02.2011 №34 «Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету и государственному учету запасов нефти и горючих газов»
6. Приказ МПР от 30.09.2008 №232 «Методика расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами»
7. Распоряжение МПР от 01.02.2016 №3-р «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»
8. Письмо ФБУ «ГКЗ» от 14.04.2016 №01-15/35 «Разъяснения по переходу в 2016 году на Классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденную приказом МПР от 01.11.2013 г. №477.

Видеоматериалы.

1. Проблемы перехода на новую классификацию запасов и ресурсов нефти и газа. Пороскун В.И., ВНИГНИ. Первый геологический канал. <https://youtu.be/M3ue211i0Tw>.
2. Изменения в проектах новых Правил разработки и Правил проектирования месторождений. Тимчук А.С. Первый геологический канал. <https://youtu.be/LHDpZMB1LEA>
3. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючего газа. Шпуров И.В., ФБУ ГКЗ. <https://youtu.be/HEDrGrOy7dA>



**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**

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)

Старая 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:

В «Новой» классификации установлены единые величины извлекаемых запасов для ранжирования нефтяных и газовых месторождений

В «Новой» классификации 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

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 ⁰ 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