ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Всегда в движении!

Новая классификация запасов УВС: итоги, проблемы и предложения.

И.И.Гарифуллин,
начальник Отдела запасов нефти и газа

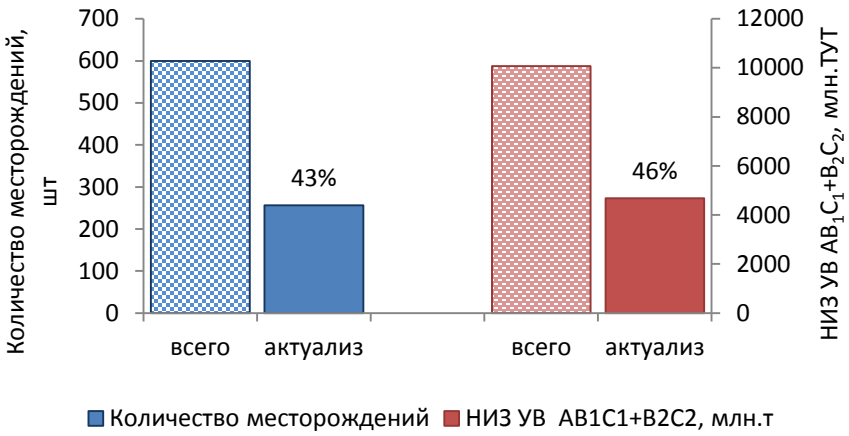
12-13 декабря 2018г

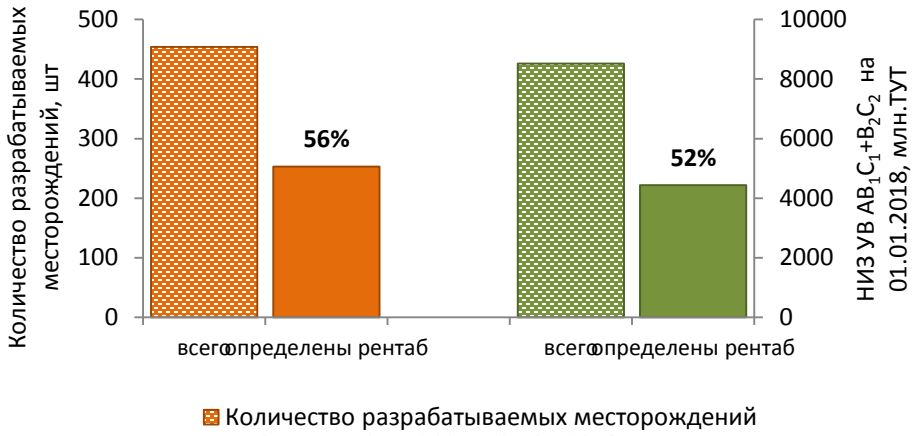
Выполнение работ по подсчету запасов УВ и составлению ПТД ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2016-2018 гг

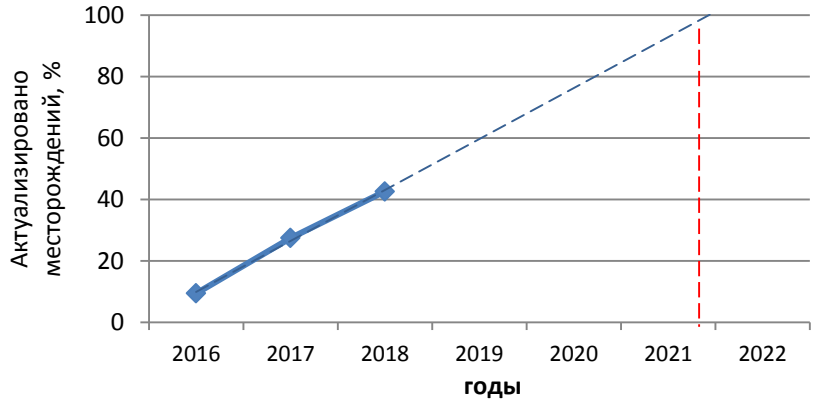
- С **01.01.2016** вступила в силу новая Классификация запасов и ресурсов УВС.
- Государством определен период перехода – **6 лет** для оценки геологических / **извлекаемых** запасов по новой Классификации (завершение в **2021** году).

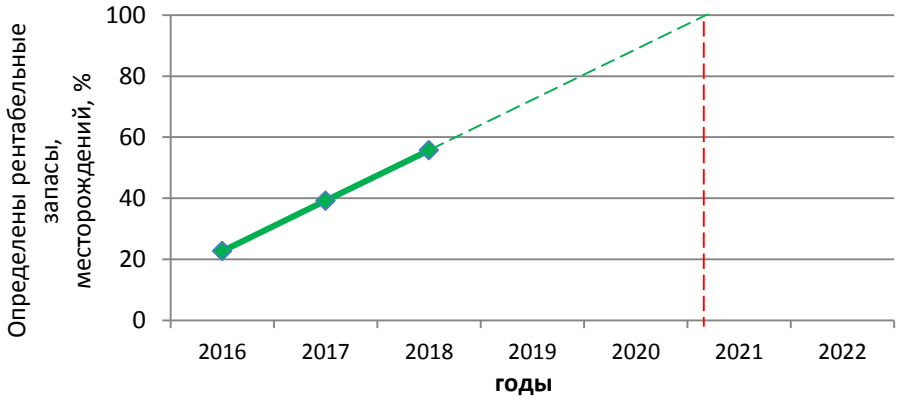
Увеличиваются объемы ОПЗ+ПТД за счет совместного представления (выполнение требований нормативных документов).

Выполнение работ по актуализации запасов УВ в соответствии с новой Классификацией в 2016-2018 гг









Запасы УВ актуализированы в соответствии с НКЗ по **256** месторождениям (**43%**) , содержащим **46%** НИЗ (без учета «бумажной перекатегоризации»).

Рентабельно извлекаемые запасы УВ по разрабатываемым месторождениям определены в соответствии с НКЗ по **253** месторождениям (**56%**), содержащим **52%** НИЗ.

При сохранении существующих темпов актуализация и определение рентабельных запасов УВ будут завершены в установленные сроки.

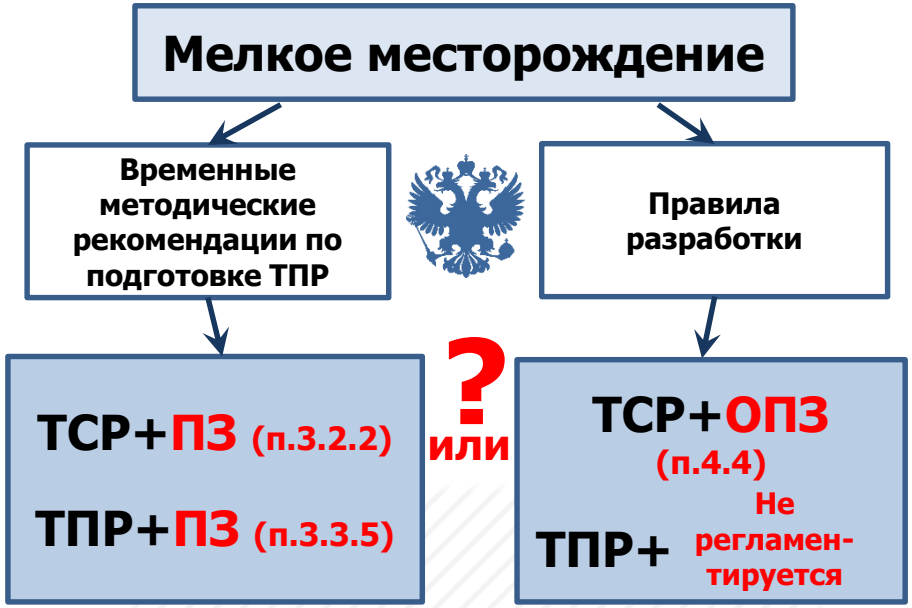
Выявленные проблемы

1.	Противоречия между нормативными документами.
2.	Отсутствие однозначных критериев выделения запасов категории А.
3.	Снижение инвестиционной привлекательности и перспектив развития ГРР по месторождению при отказе от выделения запасов категории C_2 / B_2 ниже испытанного интервала.
4.	Неопределенность статуса залежи при объединении / разукрупнении залежей.
5.	Высокая вариативность КИН для объекта по категориям запасов.
6.	Определение статуса ПТД для очень мелкого месторождения.
7.	Утверждение проектных уровней добычи УВС в ПТД на основе технологически извлекаемых запасов

8. Недостатки формы представления Госбаланса.

9. Устаревшая информация по запасам месторождений нераспределенного фонда недр.

Противоречия между нормативными документами



В 2016-2018 годах работа велась на неактуализированной нормативной базе и при сохранении противоречий между отдельными документами.

- **Внесены поправки в Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов** (Распоряжение Минприроды России №11-р от 19.04.2018) ***в отношении рассмотрения изменения запасов мелких месторождений в рамках ОПЗ***
- **Не внесены поправки:**

- **В Правила разработки месторождений углеводородного сырья** (утверждены приказом Минприроды России №356 от 14.06.2016) ***в части допущения представления ТПР мелких месторождений на базе ОПЗ.***
- **Во временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС** (утверждены распоряжением Минприроды России №12-р от 18.05.2016) ***в части допущения представления ТСР и ТПР мелких месторождений на базе ОПЗ.***
- **в Постановление о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение** (утверждено постановлением Правительства РФ №69 от 11.02.2005г с изменениями) ***в части исключения платы за проведение государственной экспертизы документов и материалов по подсчету геологических запасов мелких месторождений.***

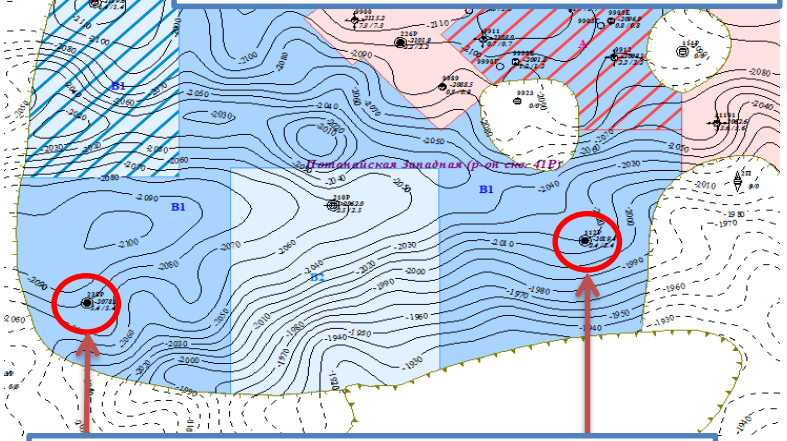
Противоречия между нормативными документами сохраняются.

Критерии выделения запасов категории А

Отдельно стоящие разведочные скважины

2017 год

Участок залежи разрабатывается сеткой эксплуатационных скважин (исключение – мелкие залежи, где реализован проектный фонд)



Отдельно стоящие разведочные скважины, введенные в эксплуатацию

2018 год

- Участок залежи разрабатывается сеткой эксплуатационных скважин либо единичными скважинами;
- На государственном балансе числится накопленная добыча по залежи

При актуализации категорий запасов недопустима накопленная добыча в категории В1

Изменение в Методические рекомендации по применению НКЗ по выделению запасов категории А в районе отдельно стоящих скважин внесено распоряжением Минприроды России от 19.04.2018 № 11-р.

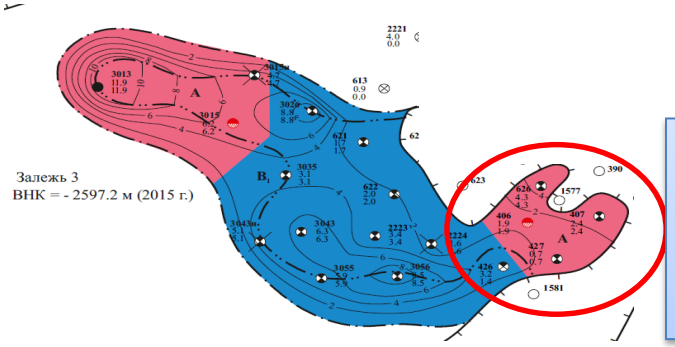
Конкретные **критерии**, учитывающие наличие добычи, либо степень выработанности запасов в районах отдельно стоящих скважин **при выделении запасов категории А не определены**.

Предлагаем критерием выделения запасов категории А для отдельно стоящих разведочных скважин считать период работы этих скважин, превышающий 1 год, что соответствует принятому в «Правилах охраны недр» периоду пробной эксплуатации разведочных скважин, но не менее одной учетной единицы по ГБ – 1 тыс.тонн.

Критерии выделения запасов категории А

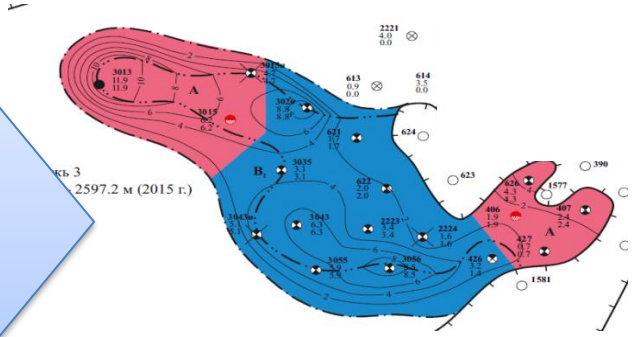
Эксплуатационные скважины

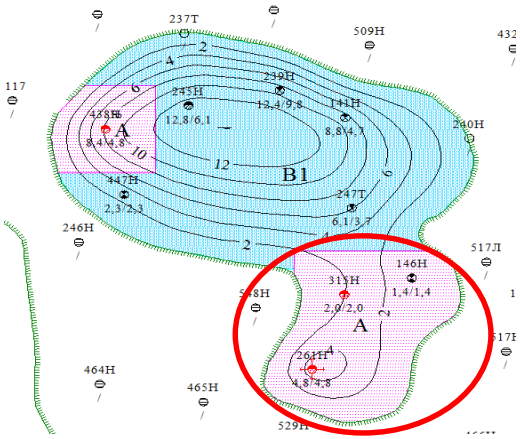
Представлено | **Принято**



Добыча на 01.01.2018 по восточному участку категории А - **отсутствует**
Добыча с начала 2018 – **0,056** тыс.т

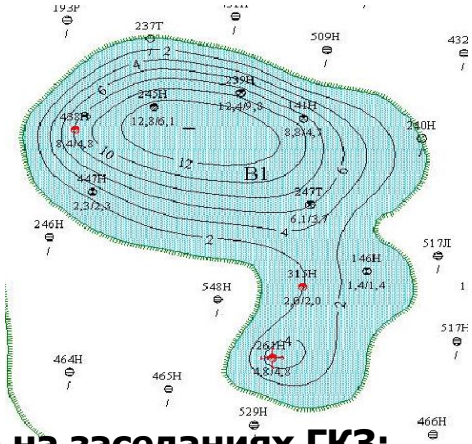
Решение: выделить категорию А в связи с наличием добычи в целом по залежи





Добыча на 01.01.2018 - **отсутствует**
Добыча с начала 2018 – **1,466** тыс.т

Решение: принять категорию B_1



Критерии в пользу выделения запасов категории А, озвученные на заседаниях ГКЗ:

- Степень выработанности участка более 1% (ст. 11.1, п.6 Часть 1 НК РФ);
- По залежи уже есть запасы категории А, одиночные скважины введены в эксплуатацию в текущем году;
- По состоянию на начало года на Госбалансе числится накопленная добыча (более 1 тыс.т).

Предлагаем критерием выделения запасов категории А считать достижение степени выработанности участка более 1%, но не менее одной учетной единицы по ГБ – 1 тыс.тонн.

Методические аспекты выделения категории С2

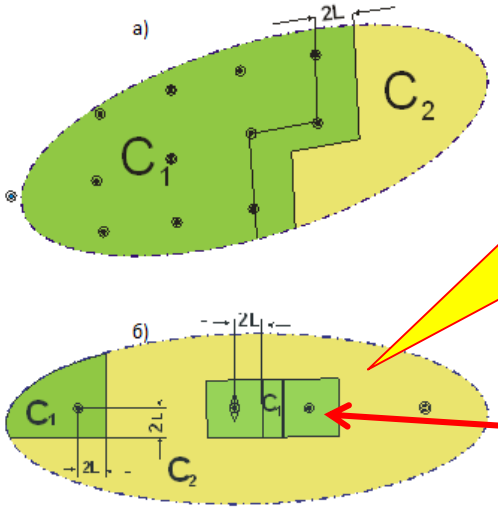


Рис. 7. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на разведываемых залежах

Определено лишь площадное выделение категорий запасов без учета в структурном плане и разрезе

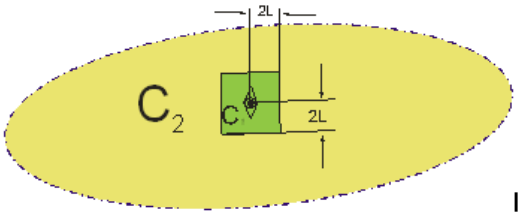


Рис. 8. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на новых залежах

Допускается принятие условного уровня подсчета по косвенным данным

Не освещено выделение категории С2 относительно структурного плана и разреза. Не запрещено устанавливать УПУ по косвенным данным.

Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013), Нормативно-методическая документация, Распоряжение МИНПРИРОДЫ № 3Р от 01.02.2016г, стр. 92-93

48. К категории C_2 (оцененные) в соответствии с требованиями Классификации относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Если все скважины в пределах залежи испытаны в процессе бурения испытателем пластов на кабеле, то её запасы относятся к категории C_2 (исключение составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей РФ, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях).

49. К категории C_2 относятся запасы:

а) неразуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории C_1, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований (рис. 7, 8);

б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа;

в) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки углеводородов (нефти, газа и их смеси) (рис.7б);

г) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

50. Для запасов нефти и газа категории C_2 устанавливаются:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

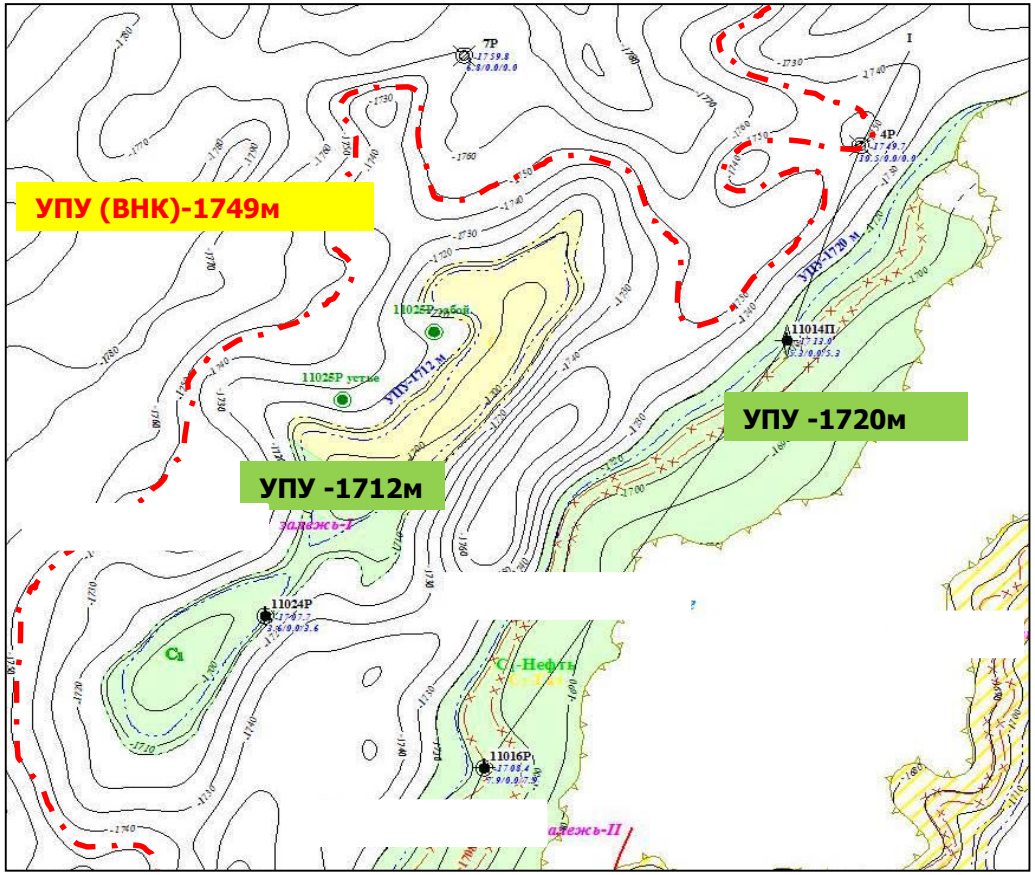
б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

в) нефте - и газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчётные 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.

Снижение перспектив развития ГРР и инвестиционной привлекательности
ХМАО, Западная Сибирь



Методические рекомендации по применению НКЗ (распоряжение Минприроды России № 3Р от 01.02.2016)

П.50 Для запасов нефти и газа категории C_2 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.**

- Методическими рекомендациями **допускается** принимать **условный уровень подсчета с учетом косвенной информации.**
- **Фактически** зачастую по результатам госэкспертизы **запасы категории C_2 ниже интервала перфорации не выделяются.**

Отказ от выделения запасов категории C_2 ниже интервала перфорации при наличии косвенной информации о потенциальной продуктивности пласта приводит к снижению инвестиционной привлекательности актива.

Предлагаем считать допустимым выделение запасов категории C_2 ниже интервала перфорации при наличии косвенной информации о потенциальной продуктивности пласта.

Снижение перспектив развития ГРР и инвестиционной привлекательности
Пермский край

2017 год

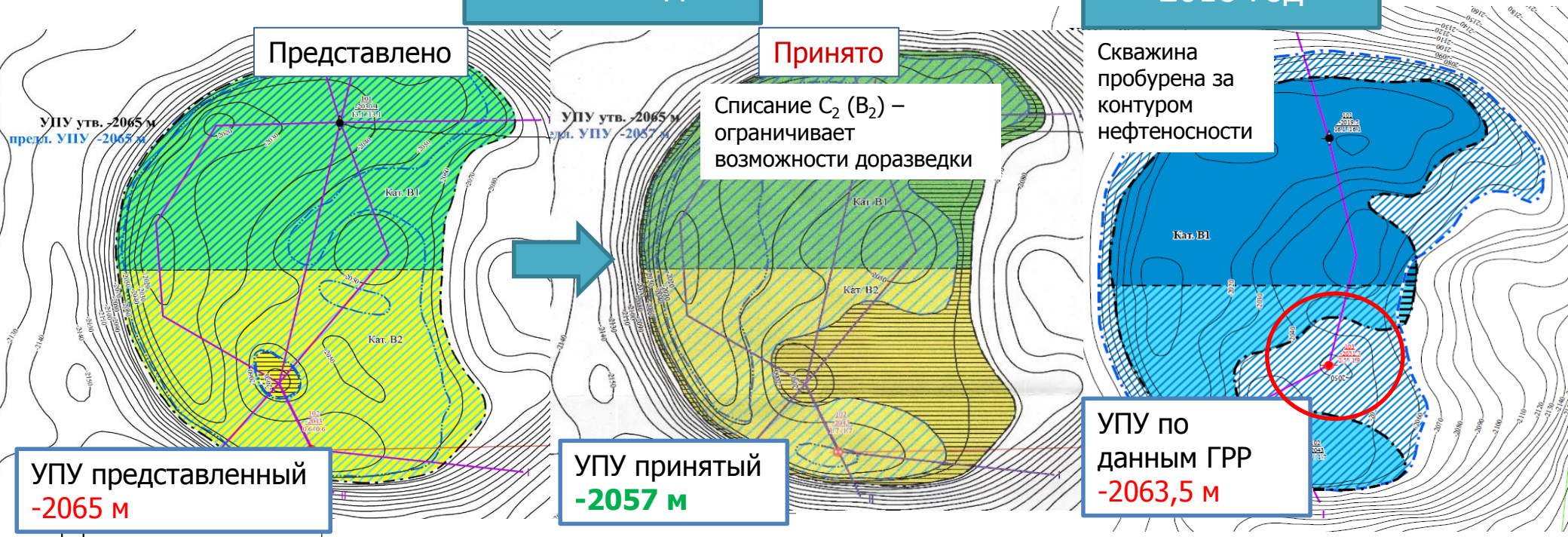
2018 год

Представлено

Принято

Списание C_2 (B_2) – ограничивает возможности доразведки

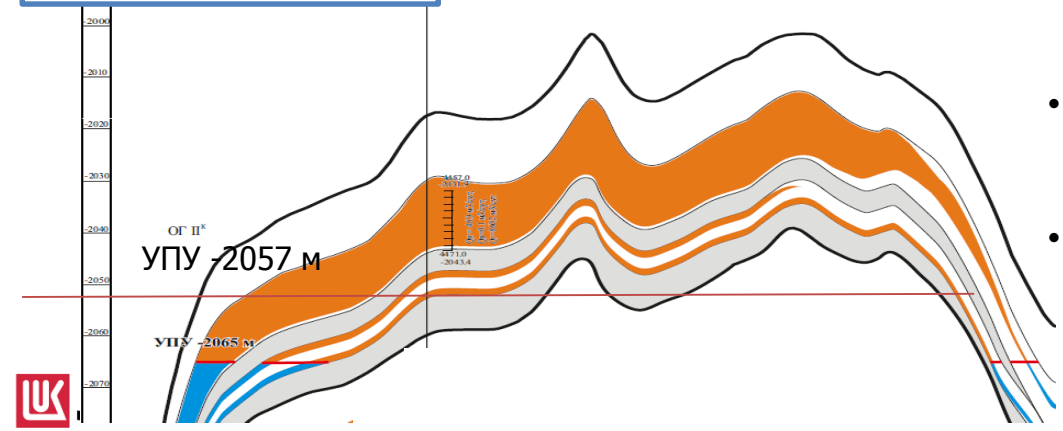
Скважина пробурена за контуром нефтеносности



УПУ представленный -2065 м

УПУ принятый -2057 м

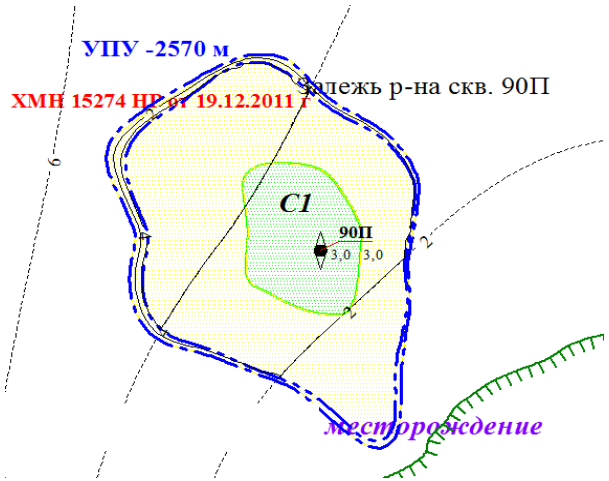
УПУ по данным ГРР -2063,5 м

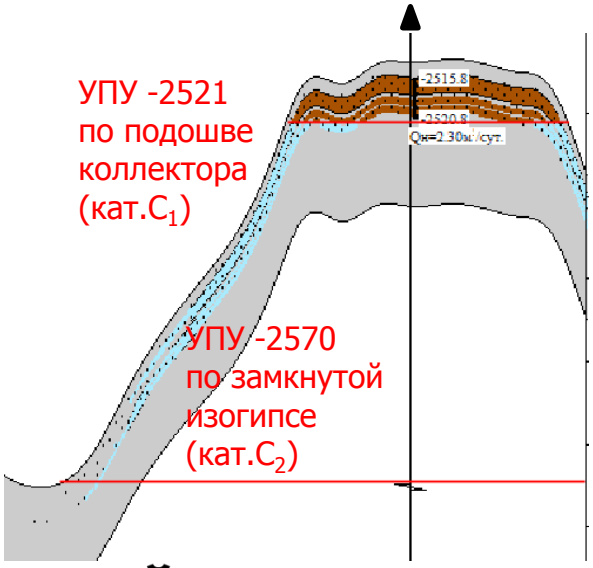


- При актуализации запасов в 2017 году УПУ залежи принят на 8 м выше ранее утвержденного.
- В 2018 году в результате бурения новой скважины первоначальный уровень подсчета подтвержден.

Снижение перспектив развития ГРР и инвестиционной привлекательности
ХМАО, Западная Сибирь

Представлено Недропользователем





Рекомендация ГКЗ (УПУ по подошве нефтенасыщенного коллектора)

РИСК !
Отсутствие возможности доразведки

Принято ГКЗ (УПУ по замкнутой изогипсе)

РИСК !
Списание запасов категории C_1

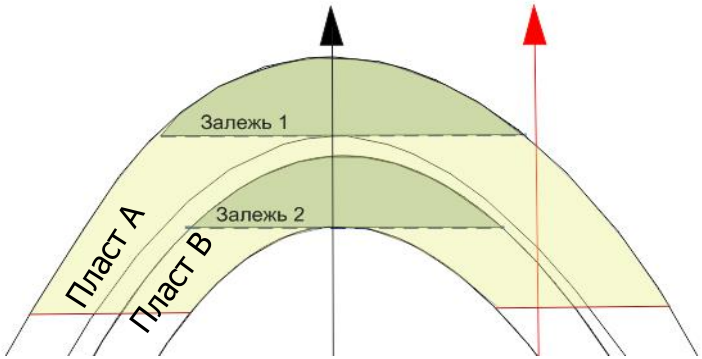
Принятие минимальных, либо максимальных вариантов оценки запасов увеличивает риски доразведки месторождения, как инвестиционные, так и геологические.

Предлагаем считать допустимым выделение запасов категории C_2 ниже интервала перфорации при наличии косвенной информации о потенциальной продуктивности пласта.

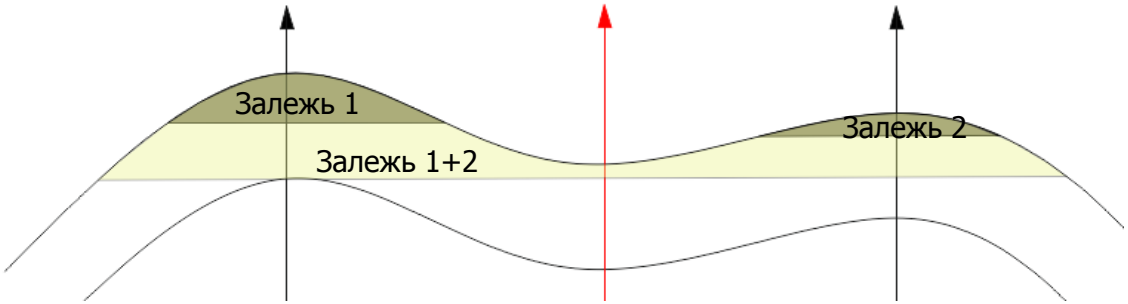
Неопределенность статуса залежи при их объединении / разукрупнении.

Объединение залежей в результате ГРР

По разрезу



По площади



Пласт А+В – соединение залежей

До бурения: объекты учета – две залежи разных пластов, совпадающие в плане.
После бурения: новый объект учета – одна объединенная залежь.

До бурения: объекты учета – две залежи одного пласта.

После бурения: новый объект учета – одна объединенная залежь.

Аналогичная ситуация при разделении существующего объекта учета на несколько объектов учета

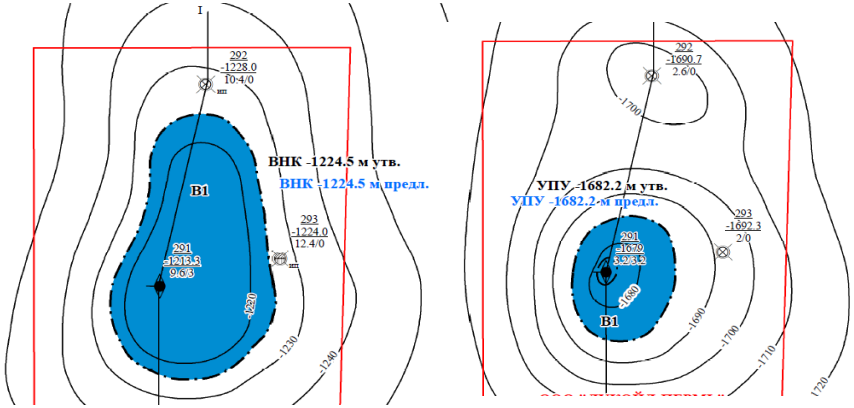
Новый объект учета - Новая залежь?

Определение статуса ПТД для очень мелкого месторождения
Пермский край

- Очень мелкое
- Выработанность НИЗ - 5%
- Доля НГЗ категории А – 77%

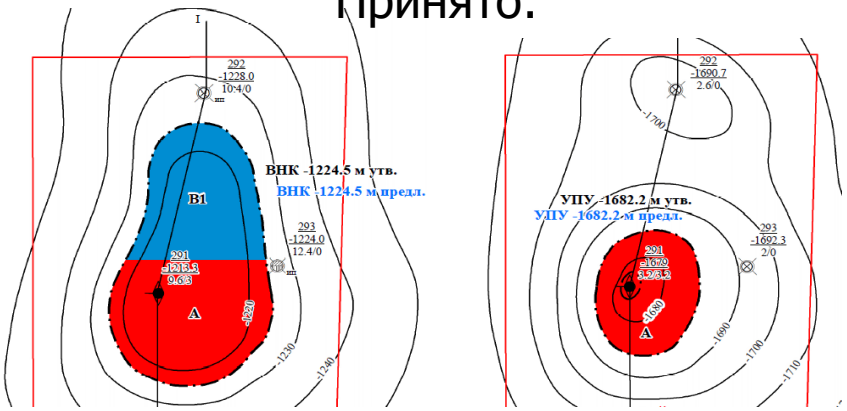
П.3.3.1. Временных методических рекомендаций по подготовке ТПР: «ТПР составляется для месторождений с долей начальных геологических запасов категории А более 75%»

Представлено:



C_2b C_1rd

Принято:



C_2b C_1rd

При вводе в разработку и составлении ТСР очень мелких месторождений доля запасов категории А может превышать 75%.

Варианты изменений во Временные методические рекомендации по подготовке ПТД:

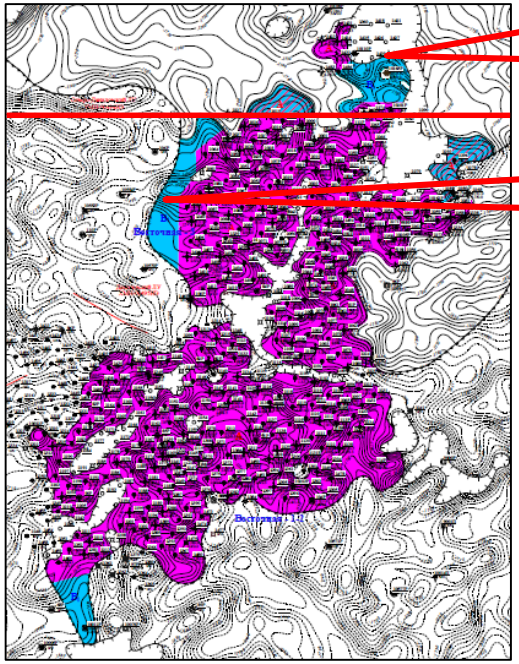
Возможность составления ТСР очень мелких месторождений независимо от доли запасов категории А.

Возможность выполнения при вводе в разработку ТПР для очень мелких месторождений при превышении доли запасов категории А.
(не запрещается нормативными документами)

Вариативность КИН для объекта по категориям запасов
ХМАО, Западная Сибирь

Таблица сопоставления подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа пласта $П_1$, месторождения

Даты	Продуктивные отложения, пласт	Залежь	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.		Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный			технологический	рентабельный	технологические	рентабельные
ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"															
01.01.2018 01.01.2019	J_3, пл. $П_1$	всего Восточная	А	1 460 2 691	3,8 4,2	5 488 11 217	0,235 0,235	0,582 0,582	0,857 0,857	0,843 0,843	542 1 108	0,478 0,477	0,478 0,472	259 529	259 523
			B_1	3 674 2 443	4,1 3,9	15 177 9 448	0,235 0,235	0,507 0,507	0,857 0,857	0,843 0,843	1 307 810	0,480 0,411	0,480 0,407	628 333	628 330
			$A+B_1$	5 134	4,0	20 665					1 849			887	887
ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь",															
01.01.2018 01.01.2019	J_3, пл. $П_1$	всего Восточная	А	87 093 88 849	4,6 4,6	401 879 409 547	0,245 0,245	0,664 0,665	0,857 0,857	0,843 0,843	47 256 48 153	0,484 0,534	0,484 0,530	22 862 25 709	22 862 25 516
			B_1	6 690 4 934	3,8 3,6	25 569 17 901	0,219 0,216	0,524 0,530	0,857 0,857	0,843 0,843	2 120 1 483	0,483 0,156	0,483 0,155	1 023 232	1 023 230
			$A+B_1$	93 783 93 783	4,6 4,6	427 448 427 448					49 376 49 636			23 885 25 941	23 885 25 746



КИН 0,411

КИН 0,156

Для одной залежи, для одной категории запасов, разделенных границей лицензии, принимается разный КИН.

Предлагаем руководствоваться принципом:
Один объект – один КИН.

Вариативность КИН для объекта по категориям запасов
ХМАО, Западная Сибирь

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс.т											
	Утвержденные Роснедра*						На государственном балансе					
	геологические		извлекаемые		КИН, доли ед.		геологические		извлекаемые		КИН, доли ед.	
	$A+B_1$	B_2	$A+B_1$	B_2	$A+B_1$	B_2	$A+B_1$	B_2	$A+B_1$	B_2	$A+B_1$	B_2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
лицензионный участок (лицензия ХМН 00488 НЭ от 22.04.1997)												
J_2tm, пласт T_1, Западный блок	5902		1331		0,225		5902		1725		0,292	
J_2tm, пласт T_1, Центральный блок	4916		1393		0,283		4916		1441		0,293	
J_2tm, пласт T_1, Восточный блок	6372	258	1798		0,282		5748	882	1759	270	0,306	0,306
J_2tm, пласт T_1 в границах ЛУ	**17190**	**258**	**4522**		**0,263**		**16566**	**882**	**4925**	**270**	**0,297**	**0,306**
J_2tm, пласт T_2, Западный блок	14658		4573		0,312		14658		4658		0,318	
J_2tm, пласт T_2, Центральный блок	6584		1925		0,292		6491	93	1997	28	0,308	0,301
J_2tm, пласт T_2, Восточный блок	3905	230	976		0,250		3106	1029	833	270	0,268	0,262
J_2tm, пласт T_2 в границах ЛУ	**25147**	**230**	**7474**		**0,297**		**24255**	**1122**	**7488**	**298**	**0,309**	**0,266**
J_2tm, пласт T_3, Западный блок	3272	322	874		0,267		3272	322	886	93	0,271	0,289
J_2tm, пласт T_3, Центральный блок	124		29		0,236		124		32		0,258	
J_2tm, пласт T_3, Восточный блок	1517	151	159		0,105		1517	151	318	34	0,210	0,225
J_2tm, пласт T_3 в границах ЛУ	**4913**	**473**	**1062**		**0,216**		**4913**	**473**	**1236**	**127**	**0,252**	**0,268**

При выборе рекомендуемого варианта разработки зачастую максимальным значением Топт характеризуется вариант, не предусматривающий разработку запасов категории B_2.

В результате такого подхода при наличии по залежи геологических запасов, технологически извлекаемые запасы отсутствуют, а **КИН для запасов категории B_2 снижается до нуля**.

Предлагаем руководствоваться принципом: **один объект – один КИН.**

Утверждение проектных уровней добычи УВС в ПТД на основе технологически извлекаемых запасов

Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС

п.5.5.13. «Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя (далее – Топт), рассчитываемого в соответствии с Приложением 6 настоящих Правил. **Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки** при расчете Топт.

Приложение № 6 «Определение рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта»

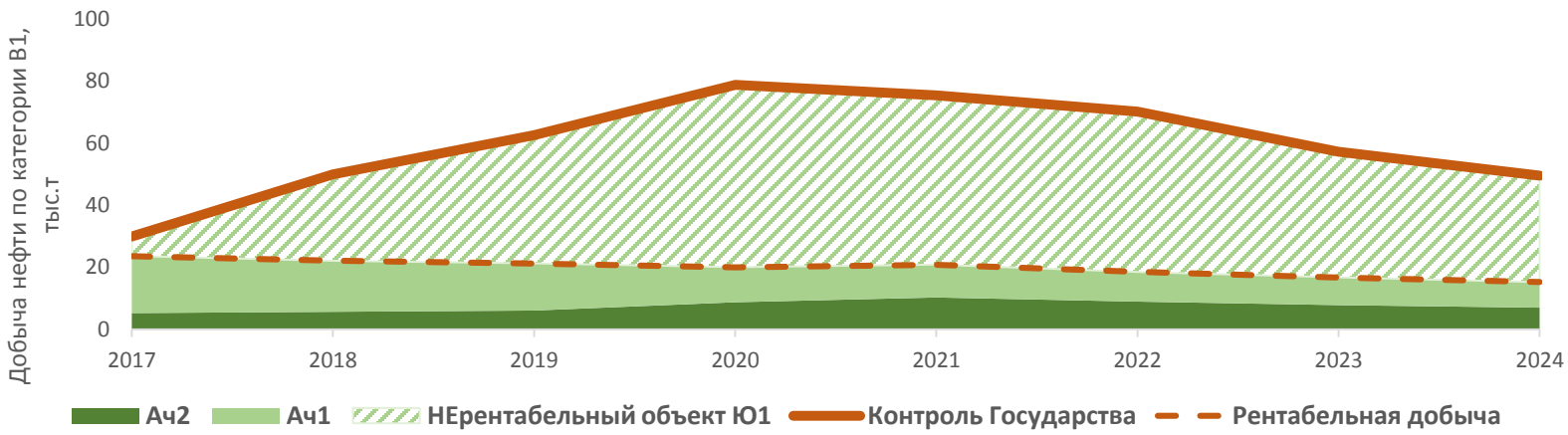
Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД пользователя недр) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете Топт(i).

Практика применения

!

В согласованный ФБУ «ГКЗ» вариант разработки по месторождению в целом включаются все объекты разработки, в т.ч. нерентабельные

Утверждение проектных уровней добычи УВС в ПТД
ХМАО, Западная Сибирь



Параметр	Ед. изм	Рекомендуемый вариант (категория запасов В1)				
		$БВ_3$	$Ач_1$	$Ач_2$	$Ач_3$	$ЮВ_1$
Максимальный уровень добычи нефти	тыс.т	3	18	10	7	77
Проектный срок разработки	годы	21	39	40	20	54
Рентабельный период разработки	годы	14	18	16	12	-
Накопленная добыча нефти за проект. период	тыс.т	20	195	141	52	1393
Накопленная добыча нефти за рент. период	годы	18	156	99	45	-
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т	20	234	158	52	1393
КИН технологический	д.ед.	0,200	0,150	0,144	0,115	0,157
КИН за рентабельный период	д.ед.	0,180	0,124	0,106	0,098	-
Фонд скважин для бурения всего	шт.	-	3	4	-	50
норма дисконта 15 %						
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб	0	265	26	2	-185

В рекомендуемый вариант разработки включен нерентабельный объект $ЮВ_1$

Ключевой характеристикой «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» ***является приоритет экономической эффективности в оценке запасов*** *углеводородного сырья и сближение российских и международных подходов…*

ЛУКОЙЛ

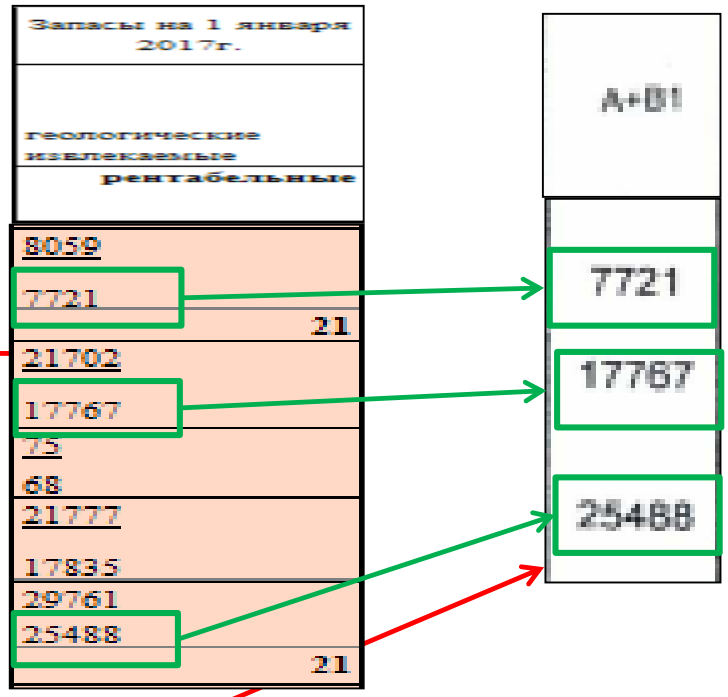
Недостатки формы представления Госбаланса

Форма 6-гр

№ п/п	Субъект РФ. Распределенный, нераспределенный фонд. Степень промышленного освоения. Наименование, тип месторождения. Номер лицензии и дата регистрации. Название, тип залежи. Тип коллектора. Глубина залегания, м (а.о.). Вид газа. Годы: а)открытия; б) ввода в разработку.	Категории запасов:	Запасы на 1 января 2016г.	Изменение запасов за 2016 г. в результате				Запасы на 1 января 2017г.	Запасы на 1 января 2017г. (заполняется для конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, N2CO2, гелия, ванадия, никеля)	Геологические запасы на дату утверждения	Протокол: дата, №. Орган, утвердивший изменения запасов	Параметры разработки: а)добыча + потери с начала разработки; б)добыча + потери на дату утв. запасов; в)обводненность (для нефти),%; г)коэф. извл. / коэф. изв. рент. запасов, доли ед.; д)степень выработанности, % (извлекаемые/рентабельные); е)темп отбора запасов (начальных/ текущих),% ж)объем закачанного в пласт газа с начала разработки
			геологические извлекаемые / рентабельные	добычи / потери	разведки (+,-)	переоценки (+,-) закачано в пласт	передачи с баланса на баланс (+,-)	геологические извлекаемые / рентабельные				
		A, B1, A+B1, B2, A+B1+B2										
		C1, C2, C1+C2	геологические извлекаемые		геологические извлекаемые рентабельные			геологические извлекаемые				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1		B1		14 / 107			15813	15692		35683	3687-дсп от 26.06.2014 (ГКЗ Роснедра)	а) 121
		B2					37	37		1523		
		A+B1+B2		14 / 107			15850	15729		37206		а) 121 в) 0,8
	ГШ	B1				-338 / 21	8059 / 8059	8059 / 7721 / 21		[illegible]		
	СВ	B1				-3935	21702 / 21702	21702 / 17767		17618		
		B2				-7	75 / 75	75 / 68		1924		
		A+B1+B2				-3942	21777 / 21777	21777 / 17835		19542		
	СВ + ГШ	B1				-4273 / 21	29761 / 29761	29761 / 25488 / 21		25677		
		B2				-7	75 / 75	75 / 68		1924		
		A+B1+B2				-4280 / 21	29836 / 29836	29836 / 25556 / 21		27601		

Государственный баланс запасов

Федеральный округ. Субъект федерации. Распределенный / нераспределенный фонд недр. Недропользователь. Степень освоения. Месторождение и его тип. Продуктивные отложения. Коллектор. Глубина залегания, м (абс. отм.). Номер и дата регистрации лицензии	Год: а)открытия б)ввода в разработку	Вид газа (Р - растворенный, СВ - свободный)	Запасы на 1 января 2016 г. A+B1	B2	C1	C2	Изменение разбуренных запасов (кат. A+B1 и C1) за 2016 г. в результате: добыча потери	разведки (+ или -)	переоценки (+ или -) закачано в пласт	передачи с баланса на баланс (+ или -)	Запасы на 1 января 2017 г. A	B1	A+B1	B2	C1	C2	Параметры разработки: а) добыча + потери с начала разработки, % б) добыча + потери на дату утв. запасов, % в) коэф. извл. / коэф. изв. рент. запасов, доли ед. г) степень выработанности, % д) темп отбора запасов (начальных / текущих), % е) объем закачанного в пласт газа с начала разработки (+ или -)	Параметры залежи: Свободн. газ а) площадь, км2 б) эффективн. толщина (добыв.), м в) пористость, доли ед. г) проницаемость, мкм2 д) пласт. давл. (начальн.), МПа Растворенн. газ а) газосодерж. (нач.), м3/т б) давление (нач.), МПа	Качественная характеристика газа: а) плотность по воздуху, кг/м3 б) метан, % в) сумма азота, углекислоты, % г) гелия, % д) сумма С2+, % е) плотность, кг/м3 ж) вязкость, мПа·с з) пласт. темп., °С	Утвержденные запасы: В новой классификации / Во временной классификации A+B1	B2	C1	C2	Орган, утвердивший запасы: Год и номер протокола
ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" (нф) Д/Г титонские, пл. III, карбонатный 3224-3278 (-) ЦКС 113/72 НП 14.01.2003	а)2002	СВ					-3655	7608			3953	3953	425				а)0,52	а)50146 б)/ 8,0 в)0,12 г)0,690 д)/ 34,45	а)0,756 б)40438 в)8,49 г)358,2 д)0,003 е)0,61 ж)0,95 з)134,7					
Распределенный фонд ООО "ЛУКОЙЛ-																							
В им. Ш		Р						15813			15692	15692	[illegible]				а)121 в)0,77 г)0,09 д)0,09			15692			352	
		ГШ					-338	8059			7721	7721								8059				
		СВ					-3935	21702			17767	17767	68							17618			1924	
		ГШ+СВ					-4273	29761			25488	25488	68							25677			1924	



- **В Форме 6-гр** отображаются геологические и извлекаемые запасы природного газа.
- **В Госбалансе** отображаются только извлекаемые запасы природного газа.

Необходимо доработать форму представления Госбаланса с целью отображения геологических запасов природного газа.

Устаревшая информация по запасам месторождений в НФН

Запасы месторождения, числящегося в НРФ, утверждены ГКЗ РФ/СССР.

Необходимость составления ППЭ связана с выполнением лицензионных обязательств после получения лицензии.

Ревизия геолого-геофизической информации в комплексе с использованием современного программного обеспечения при оценке запасов приводит к существенному (более 20%) изменению ресурсной базы месторождения относительно утвержденной ГКЗ.

Согласно методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС, п.3.1.5 необходимо представить ППЭ, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании кт подготовлен ППЭ, представляются одновременно в ФАН Роснедра для проведения госэкспертизы….

Предлагаем предусмотреть возможность составления ППЭ месторождения, переданного из нераспределенного фонда недр, на основе оперативного подсчета запасов, независимо от размера месторождения и величины изменения запасов.

Предложения

1.	Создание единых нормативных документов. Исключение неоднозначных трактовок.
2.	Определить однозначные критерии выделения запасов категории А.
3.	Выделять запасы категории C_2 ниже интервала перфорации при наличии косвенной информации о потенциальной продуктивности пласта.
4.	Определить статус залежи при объединении / разукрупнении залежей, стоящих на Госбалансе.
5.	Руководствоваться принципом «Один объект – один КИН».
6.	Определить возможности представления ТПР для очень мелкого месторождения, минуя ТСР.
7.	Утверждение проектных уровней добычи в ПТД на основе рентабельно извлекаемых запасов.

8. Актуализировать формы представления Госбаланса.

9. Предусмотреть возможность составления ППЭ месторождения, переданного из нераспределенного фонда недр, на основе оперативного подсчета запасов, независимо от размера месторождения и величины изменения запасов.

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Всегда в движении!