НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ВСТРЕЧАЮЩИЕСЯ ОШИБКИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПОДСЧЕТОВ ЗАПАСОВ УВС, ОПЕРАТИВНЫХ ИЗМЕНЕНИЯХ СОСТОЯНИЯ ЗАПАСОВ, ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ УВС-

ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ ФБУ «ГКЗ»,

К.Т.Н., С.Н.С. КУРАМШИН Р.М.

Фантазии недропользователя и авторов документов и материалов при представлении Подсчета запасов, Оперативного изменения состояния запасов не предсказуемы и не прогнозируемы!!!

Проблемы, возникающие при приеме материалов и документов

Приказ Минприроды России от 28.12.2015 № 564 Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.

Для проведения государственной экспертизы материалов по подсчету запасов углеводородов необходимо представить следующие документы:

1. **Заявление о проведении государственной экспертизы запасов месторождения;**
2. **Копия платежного документа;**
3. **Отчет по подсчету геологических запасов в 2 экз. на бумажном носителе и в 1 экз. на электронном носителе;**
4. **Копия лицензии и лицензионного соглашения;**
5. **Справка о добыче УВС по состоянию на 1 января текущего года;**
6. **Письмо, подтверждающее согласование территориальным органом Федерального агентства по недропользованию достоверности границ ЛУ;**
7. **Протоколы НТС недропользователя;**
8. **Согласование пересчета запасов с недропользователем смежного ЛУ или выделение в НФН;**
9. **Авторская справка об особенностях геологического строения месторождения и результатах подсчета запасов месторождения в 2 экз. – макет на сайте ФБУ «ГКЗ».**

Плата за проведение государственной экспертизы

- правильное название платежа: «За проведение государственной экспертизы материалов и документов по подсчету геологических запасов УВС (нефти, газа, конденсата) полное название месторождения» (при ОПЗ перечисляются залежи поименно);
- при изменении в представленном отчете размера месторождения по сравнению с числящимся на государственном балансе плата за проведение государственной экспертизы взимается по авторскому варианту;
- при объединении месторождений плата производится по авторскому варианту.

Таблица 1

Категория месторождения на государственном балансе	Категория месторождения в представленном отчете	Плата за государственную экспертизу	Размер платы (тысяч рублей)	Прохождение государственной экспертизы
мелкое	среднее	среднее	320	ПЗ
среднее	мелкое	среднее	320	ПЗ
среднее	крупное	крупное	480	ПЗ
крупное	среднее	крупное	480	ПЗ

Накопленная добыча УВС, корректировка накопленной добычи

- указывать добычу в новых залежах, представленных на госэкпертизу недопустимо!
- при перераспределении добычи УВС по залежам и пластам необходим ОРИГИНАЛ справки о накопленной добыче УВС от недропользователя с указанием причин перераспределения.

Таблица 2

Накопленная добыча на 01.01.2018								
Пласт	нефти, тыс. т		растворенного газа, млн м^3		свободного газа/газа газовой шапки, млн м^3		конденсата, тыс. т	
	На Государст-венном балансе	по отчету	На государст-венном балансе	по отчету	на государст-венном балансе	по отчету	на государст-венном балансе	по отчету
Всего								

Добыча в нераспределенном фонде недр

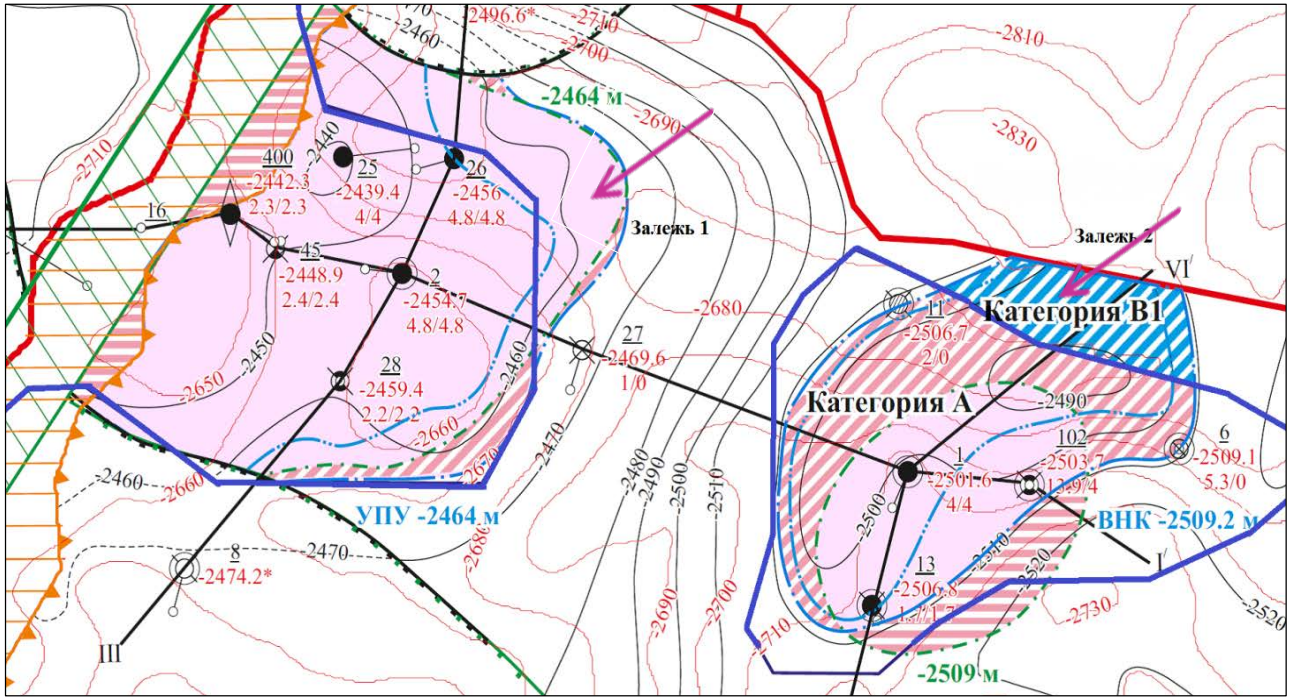
Добыча в НФН может быть указана только при выработанности запасов УВС до начала лицензирования. При этом необходимо предоставить обоснование добычи в НФН (карта остаточных запасов, эксплуатационные карточки по скважинам).

Запасы категории А (разбуренные, разрабатываемые) – остаточные извлекаемые запасы равны нулю, выработаны до начала лицензирования из НФН.

Запасы категории B_1 (неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке) – остаточные извлекаемые запасы равны начальным, не выработаны.

Запасы категории B_2 (неразбуренные, оцененные) – остаточные извлекаемые запасы равны начальным.

граница ЛУ



Государственная экспертиза ПЗ – нормативно-правовая база с 01.01.2016 г.

1. Технологическая схема разработки и технологический проект разработки представляется **только совместно с подсчетом запасов.**

1.1. **ПЗ+ТСР** проводится по окончанию стадии разведки месторождения.

1.2. **ПЗ+дополнение к ТСР, ТПР** для месторождений, находящихся в разработке при условии, что изменение ранее утвержденных геологических запасов одного из основных полезных ископаемых по сумме категорий А+В1+В2 составляет **более 20%** от начальных запасов в целом по месторождению и/или **принципиальном изменении** геологической модели месторождения

2. **ПЗ+ТПР** представляется при условии, что начальные **геологические** запасы категории **А составляют более 75%.**

3. **ОПЗ+ТСР (ТПР)** рассматривается в рамках оперативного подсчета запасов только при условии, что месторождение относится по величине запасов к очень мелким (НИЗ менее 1 млн.т/млрд.м^3) или мелким (НИЗ менее 5 млн.т/млрд.м^3).

4. **ОПЗ+ДТСР (ДТПР)** рассматривается в рамках оперативного подсчета запасов только при условии, что изменение ранее утвержденных геологических запасов одного из основных полезных ископаемых по сумме категорий А+В1+В2 составляет **менее 20%** от начальных запасов в целом по месторождению.

Объединение месторождений, изменение индексации пластов

При объединении месторождений письмо о согласовании объединения должно быть написано недропользователем и подтверждено головной компанией на имя генерального директора ФБУ «ГКЗ» с указанием причин объединения и названием месторождения.

Индексы пластов в представленном ПЗ должны соответствовать индексам государственного баланса запасов и указанным в предыдущем подсчете.

При изменении индексации пластов должна быть представлена таблица с измененными индексами и обоснованы причины изменения.

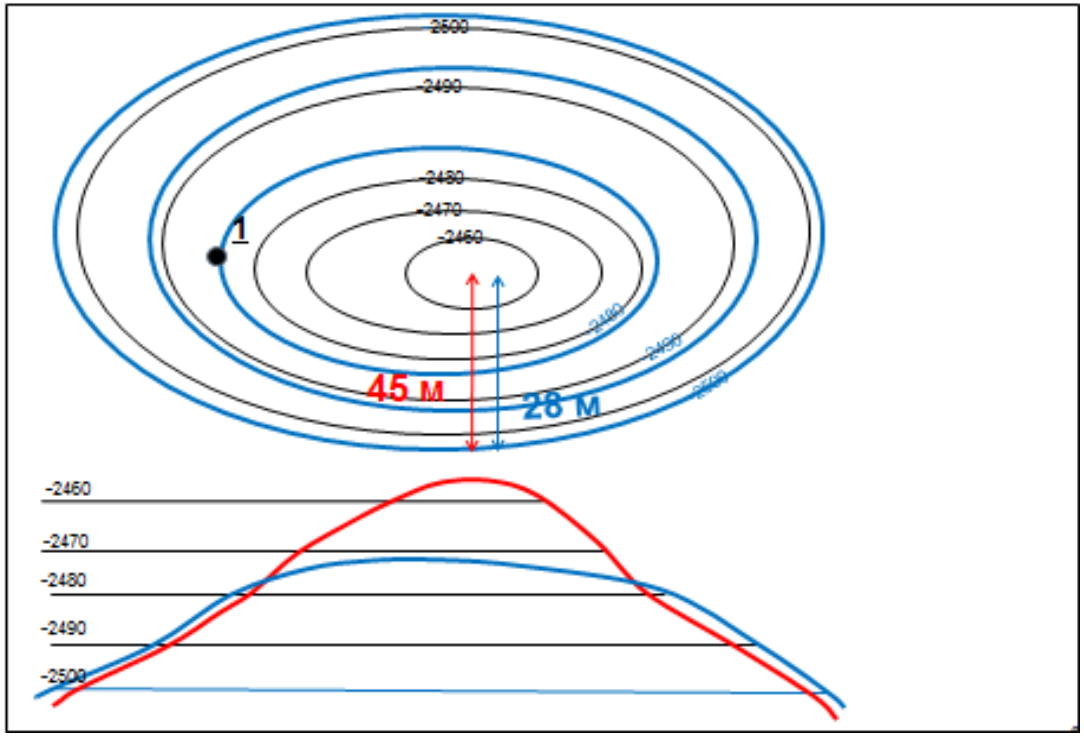
Таблица 3

Государственный баланс	Представленный отчет
$ВК_1$	$ВК_1$
$ВК_{2-3}$	$ВК_{2-3}$
$АК_{1-3}$	$АК_{1-3}$
$ЮК_0$	$ЮК_0$
$ЮК_1$	$ЮК_1$
П	П
$ЮК_2$	$ЮК_{2-9}$
$ЮК_3$	
$ЮК_4$	
$ЮК_5$	
$ЮК_6$	
$ЮК_7$	
$ЮК_{8-9}$	
БГ	БГ
	$БГ_2$
ДЮК	П
	ДЮК

Новая геолого-геофизическая информация

При проведении ГРР, либо активном разбуривании месторождения допускается актуализация материалов по подсчету запасов с учетом геолого-геофизической, промысловой и другой информацией, полученной на месторождении в виде дополнения к отчету.

- несоответствие амплитуды структурных элементов на сейсмической карте амплитуде на подсчетном плане по данному пласту;

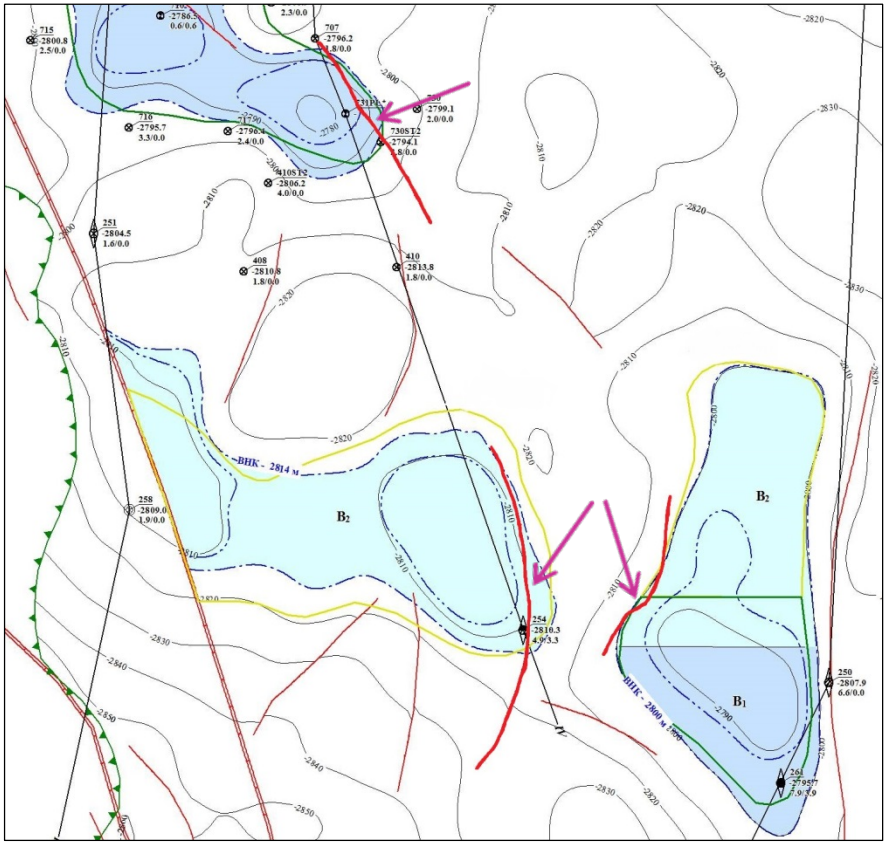


Сейсмическая карта
Подсчетный план

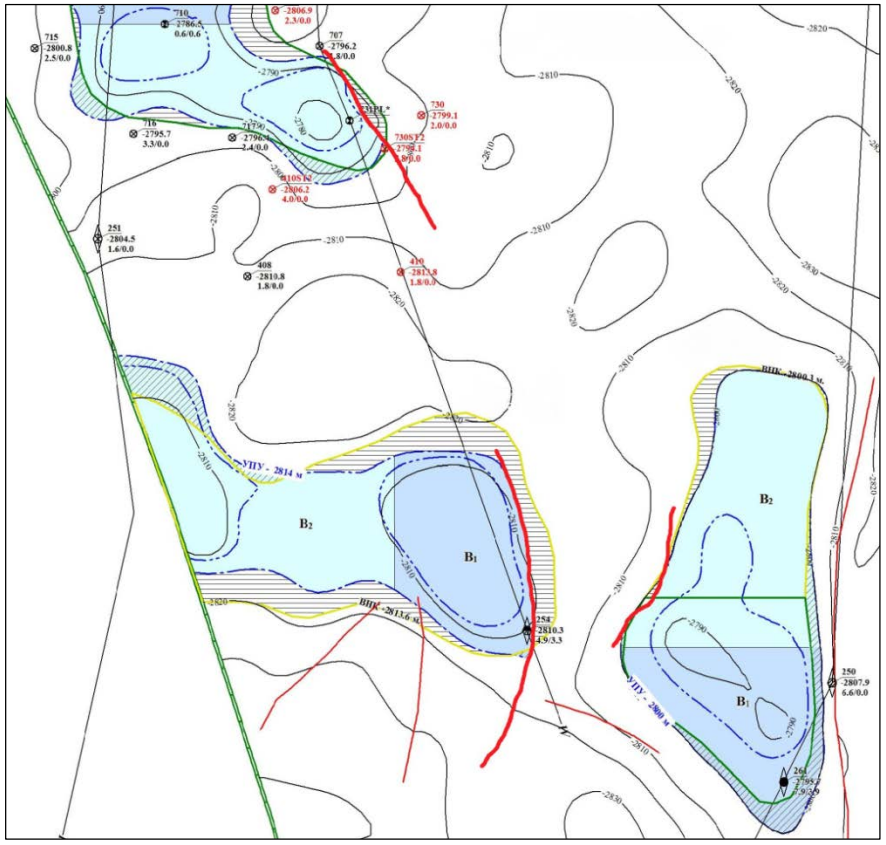
- несоответствие расположения скважин на сейсмической карте и подсчетном плане;
- если точность сейсмических построений составляет 10 м, то на подсчетном плане изолинии не должны быть проведены через 5 м;
- обоснование изолирующих свойств тектонических нарушений – по сейсмическим данным (моделирование суперпозиций в трехмерной геологической модели), гидропрослушивание, трассерные исследования, большая амплитуда разломов, изменение ФХС, анализ разработки по влиянию нагнетания, разница в уровнях межфлюидальных контактов.

- **выделение залежи за тектоническим нарушением при отсутствии скважин за ним**

в представленном отчете



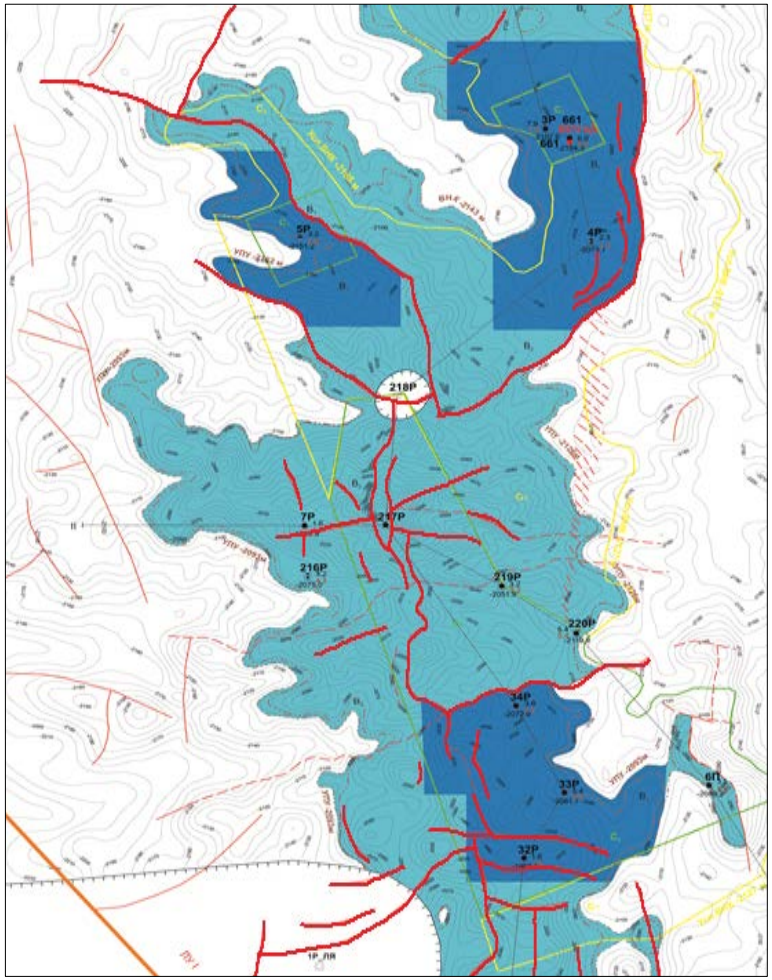
по результатам госэкспертизы



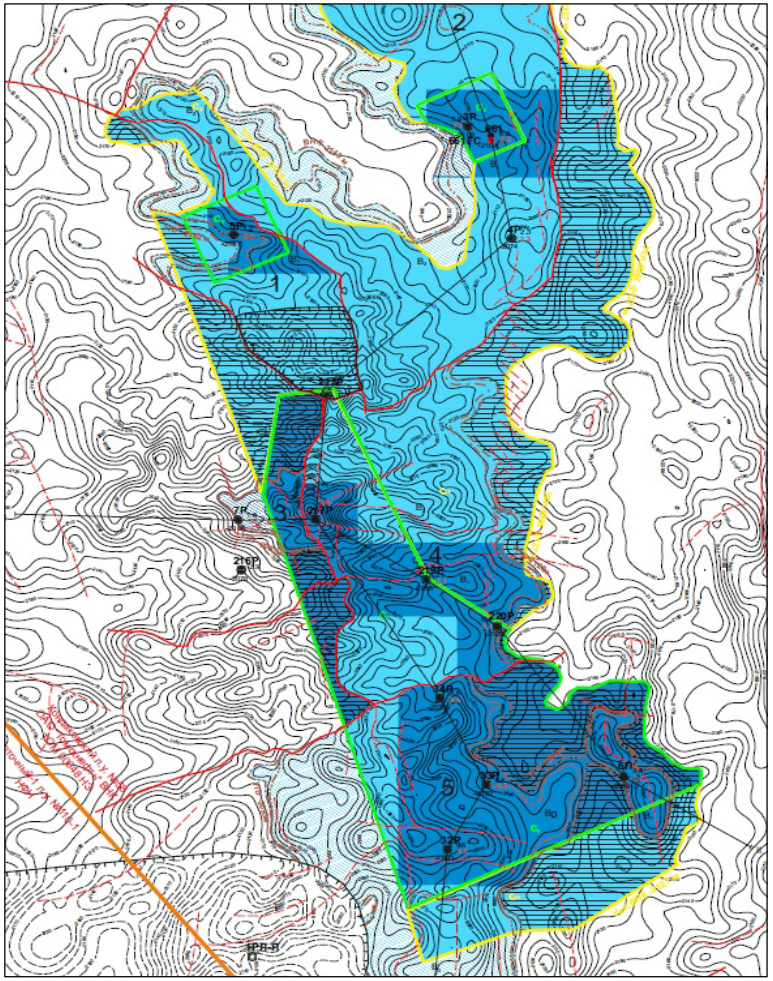
Тектонические и литологические границы

- выделение на подсчетных планах тектонических нарушений, не влияющих ни на подсчетные параметры, ни на технологические решения;

в представленном отчете

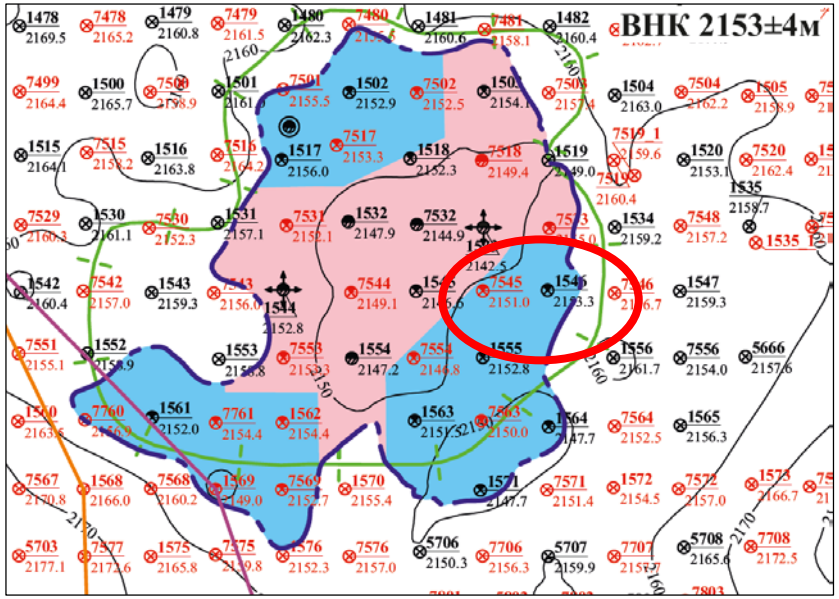


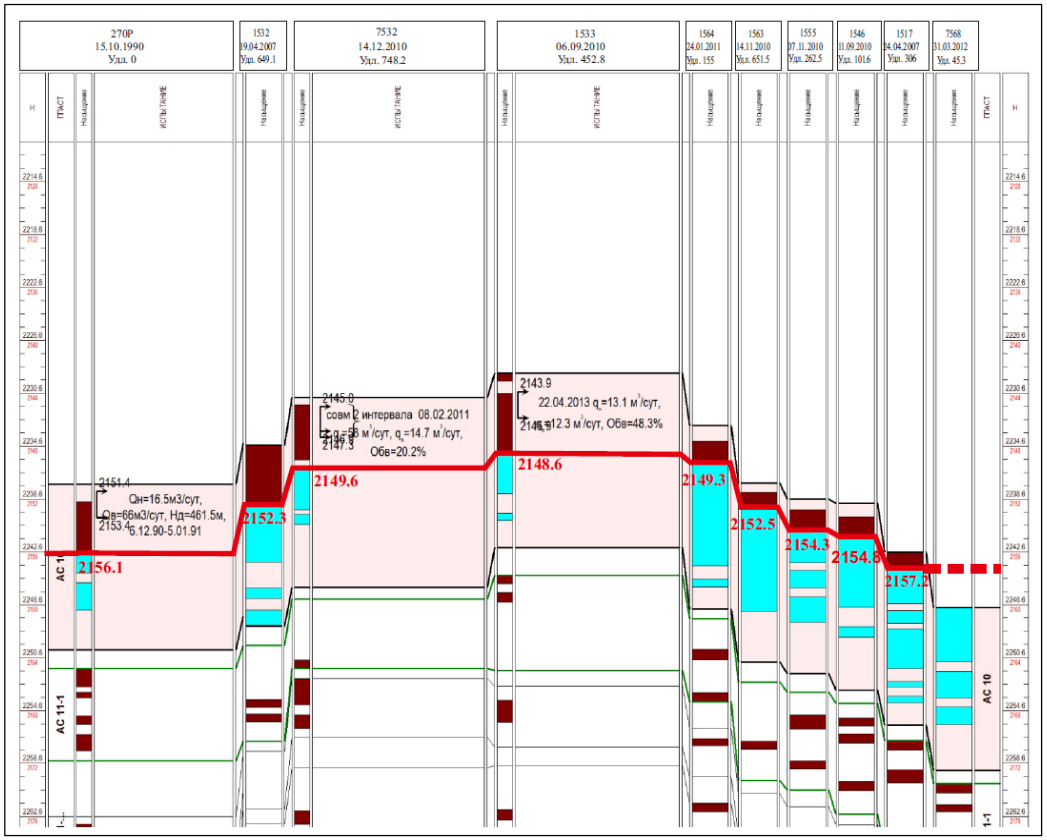
по результатам госэкспертизы



Обоснование положения уровня ВНК

представлено авторами





При незначительной высоте залежи существенный диапазон уровня ВНК – уровень ВНК выше кровли коллектора!!!

Коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности

- при отсутствии скважин на площади с запасами категории B_2 рекомендуется принимать значения Кп и Кн по аналогии с параметрами, принятыми для запасов категории B_1;

- определение Кон при наличии газовой шапки на газонефтяных залежах:
  - по данным исследования собственного керна;
  - при отсутствии исследований принимаем условно Кон=0,03;

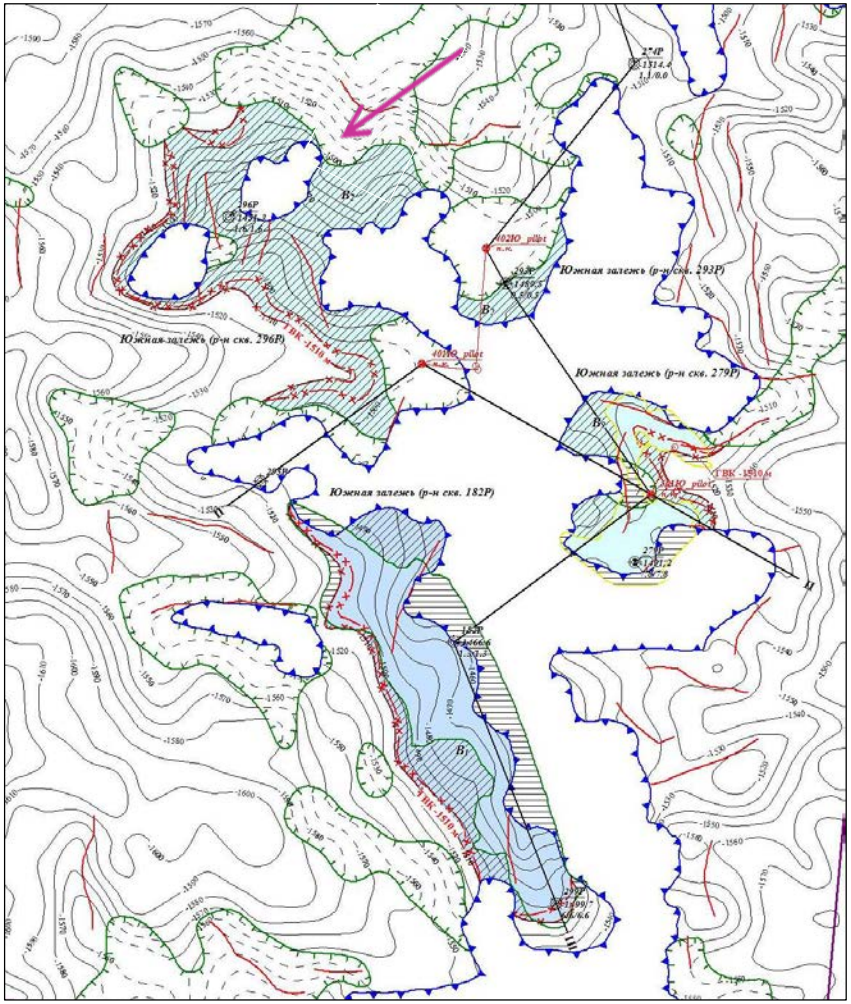
- для мелких месторождений при подсчете запасов УВС Кп и Кн по залежи возможно использовать без разделения на зоны насыщения;

- величины Кп и Кн при подсчете запасов УВС согласно методическим рекомендациям по применению классификации и требованиям к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов должны быть представлены с двумя знаками после запятой.

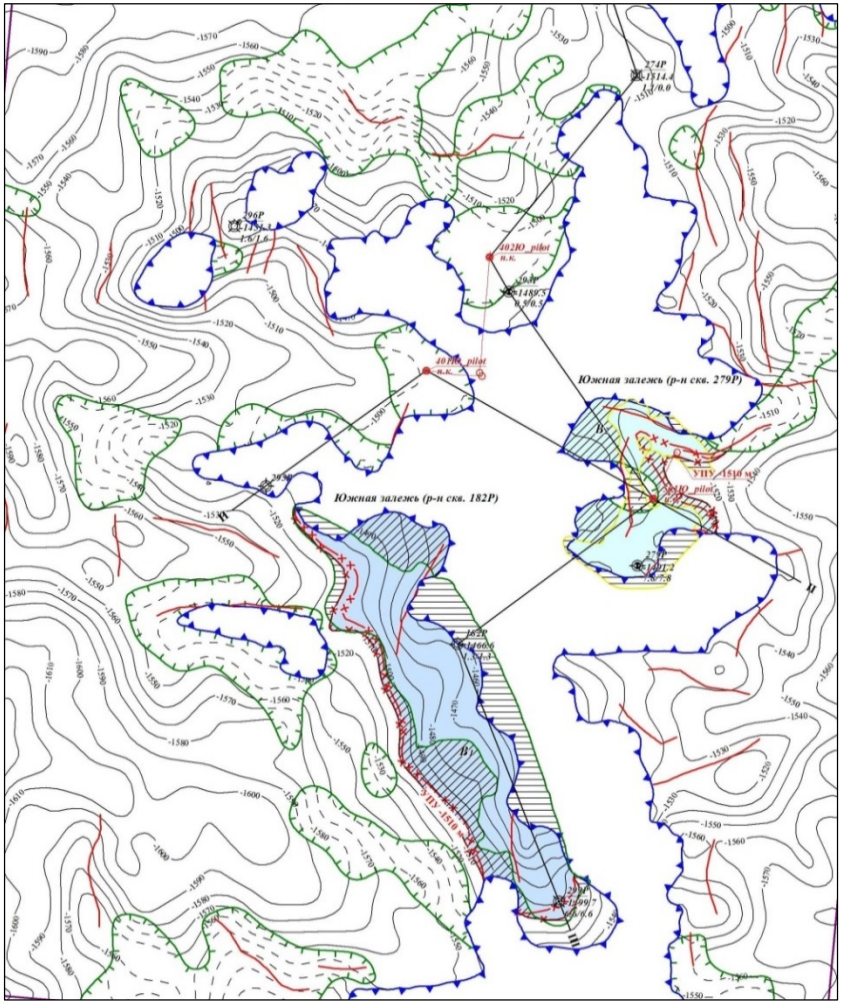
Подсчет запасов УВС в нижнем продуктивном пласте

К запасам категории B_2 относят:
а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории B_1
б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах – до границ залежи

в представленном отчете



по результатам госэкспертизы



Замечания к разделу «Сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными»:

- отсутствует детальный анализ изменения (увеличения/уменьшения) подсчетных параметров и запасов;

- таблицы подсчета запасов, сопоставления подсчетных параметров и запасов не соответствуют макету;

Попутные компоненты

При определении запасов месторождений подсчитываются и учитываются запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов, целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

*** ванадий, содержащегося в нефти, при промышленной концентрации не менее 120 г/т;**

*** гелий в растворенном газе при концентрации не менее 0,035%, свободном газе и газе газовой шапки - 0,05 %.**

В случае, если концентрация попутного компонента соответствует промышленной концентрации, но запасы компонента меньше учетной единицы, то запасы этого компонента не представляются на утверждение.

Подсчетные планы

- на подсчетных планах необходимо указывать:

  - величины эффективных и газо- и нефтенасыщенных толщин;
  - в таблице результатов испытания скважин отображать состояние скважин на текущую дату подсчета запасов; указывать скважины, по результатам испытания которых проведены границы категорий;

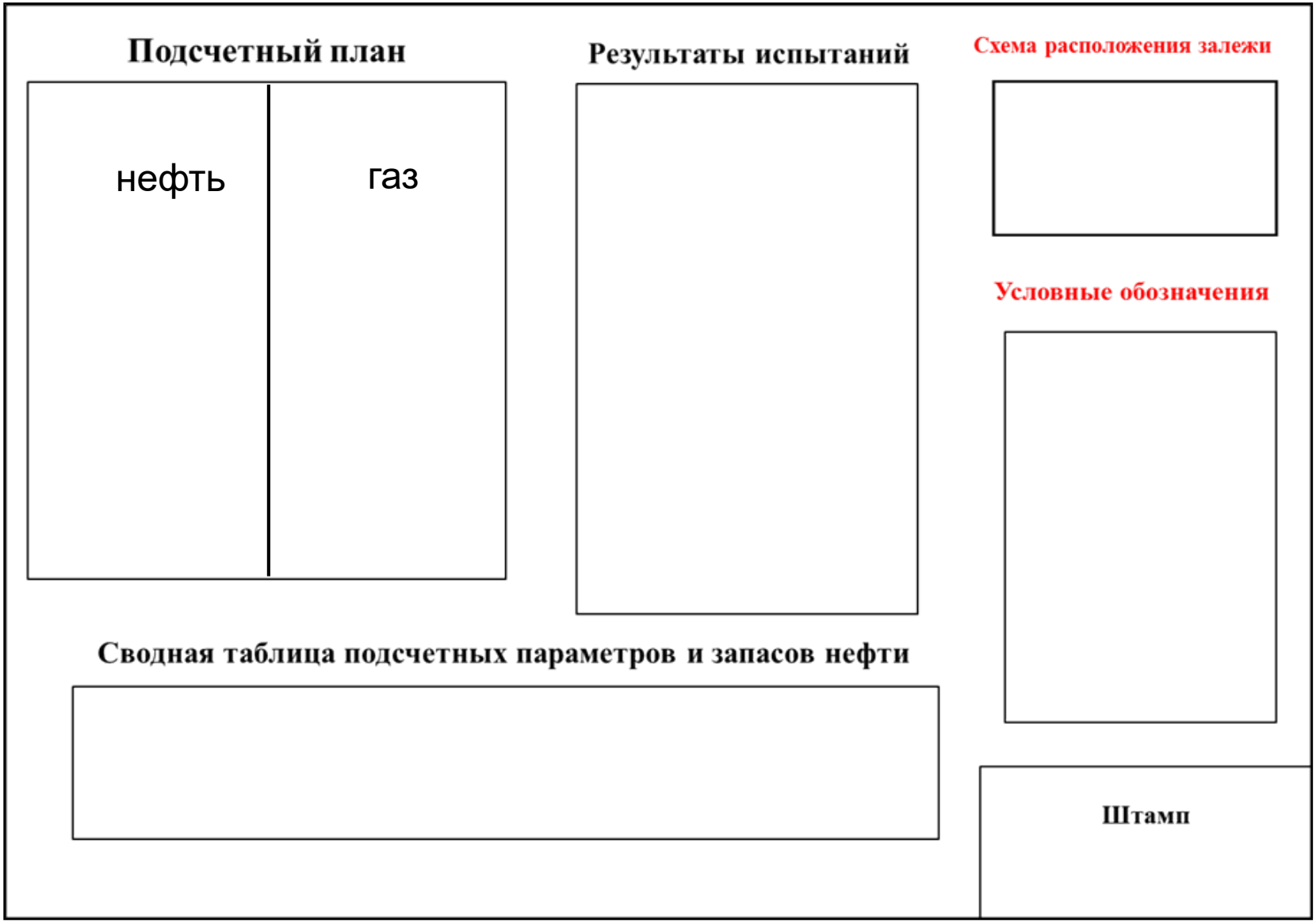
- красным цветом закрашиваются скважины, пробуренные после предыдущего ПЗ;

- площадь с запасами, утвержденными ГКЗ, представляется только контуром;

- штриховка наносится при изменении площади с запасами той или иной категории по сравнению с числящимися на государственном балансе;

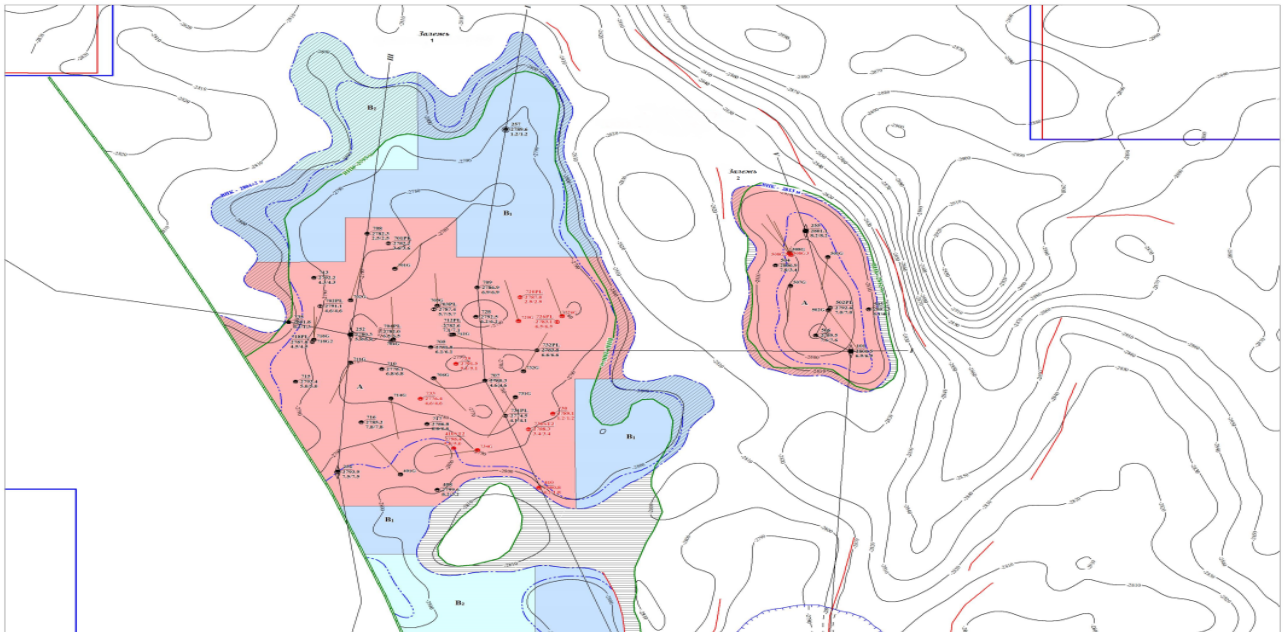
- часть площади с запасами категории, которая не изменилась, закрашивается цветом без штриховки.

Макет подсчетного плана



Оформление графических материалов

Образец подсчетного плана



Результаты исследований в эксплуатационных скважинах

№ скв. Абс.отм., м	Индекс пласта	Интервал проницаемой части глубина, абс.отм., м	Интервал перфорации глубина, абс.отм., м	Тип перф. плотн.	Дата начала/окончан.	Рез-т испыт.	dur/d/a, мм Нар./вн.	Дебит нефти, т/сут	Дебит воды, т/сут	Плотность г/см³ Минерализ., г/л	h / , Мь/пм (м²/сут *МПа Дсм/сП))	Примечание
401G	$Ю_1^{1А}$	2565 2796.9	4279.9 2794.7	3885.9 2794.7	4194.7 2792.5	фонтан	23.05.15	НВ	----	39.4	24.2	05.10.15-ввод в эксп.
408	$Ю_1^{1А}$	3165 2799.6	3172.6 2809.1	3161 2799.6	3168 2804.5	ЭПКТ-105 200	14.07.15	НВ	----	2.2	37.2	31.07.15-ввод в эксп.
410ST2	$Ю_1^{1А}$	2704.8 2708.4	2710.6 2804.2	2705 2798.6	2708 2801.6	ПГН	27.09.15	В	----		10.8 31.000	СН
501G	$Ю_1^{1А}$	3266.8 2801.2	3881.6 2809.6	3293.4 2803.0	3630.3 2804.7	фонтан	17.07.14	НВ	----	38.6	6.5	28.07.14-ввод в эксп.
502G	$Ю_1^{1А}$	3508.8 2795.6	4282.7 2802.4	3513.7 2795.3	4288.6 2802.3	фонтан	21.08.14	НВ	----	61.8	13.8	11.09.14-ввод в эксп.
504	$Ю_1^{1А}$	3010.4 2806.9	3020 2816.4	3019 2806.5	3025 2810.5	ЭПКТ-105 144	27.03.14	НВ	----	27.5	5.0	03.06.14-ввод в эксп.
505	$Ю_1^{1А}$	3503.2 2807.3	3512.5 2816.6	3503 2807.1	3511 2815.1	ЭПКТ-105 144	24.06.14	НВ	----	31.4	6.7	26.06.14-ввод в эксп.
506	$Ю_1^{1А}$	3578.4 2790.5	3586.2 2797.0	3738 2790.5	3585 2795.9	ЭПКТ-105 262	01.10.14	НВ	----	37.2	2.5	05.10.14-ввод в эксп.
507G	$Ю_1^{1А}$	3310 2790.3	3857.1 2807.9	3215.1 2791.4	4022.1 2807.2	фонтан	03.11.14	НВ	----	60.4	6.6	08.11.14-ввод в эксп.
508G	$Ю_1^{1А}$	3384.4 2800.8	4164.8 2807.6	3379.4 2800.2	4011.3 2809.3	фонтан	03.05.15	НВ	----	49.0	23.2	13.05.15-ввод в эксп.
701G	$Ю_1^{1А}$	3418.2 2774.5	4009.2 2780.9	3429.1 2774.9	4018 2780.9	фонтан	05.10.13	Н	----	48.7	1.6	05.10.13-ввод в эксп.
702G	$Ю_1^{1А}$	3248.1 2782.1	4044.8 2784.6	3280.6 2784.0	4048.5 2784.3	фонтан	02.11.14	НВ	----	54.5	4.3	12.11.14-ввод в эксп.
703G	$Ю_1^{1А}$	3590 2797.2	4189.2 2790.9	3608.2 2798.6	4198.7 2791.0	фонтан	03.06.13	НВ	----	101.4	5.2	09.06.13-ввод в эксп.
704G	$Ю_1^{1А}$	3486.1 2782.3	4271.7 2788.2	3499.6 2777.7	4285.0 2788.3	фонтан	06.08.13	НВ	----	94.0	5.0	12.08.13-ввод в эксп.
705	$Ю_1^{1А}$	3187.4 2791.8	3193.8 2788.2	3187.4 2791.8	3194.0 2788.4	КПО-ПП-30 132	05.02.14	Н	----	6.6	0.3	11.02.14-ввод в эксп.
706G	$Ю_1^{1А}$	3487.3 2782.3	4214.7 2776.1	3522.7 2783.4	4246.0 2776.4	фонтан	08.03.14	НВ	----	88.0	5.6	17.03.14-ввод в эксп.
707	$Ю_1^{1А}$	3620 2790.3	3634.5 2785.7	3628 2779.5	3635 2786.1	ПКО-ПП 48	04.11.13	Н	----	44.2	1.4	09.11.13-ввод в эксп.
708	$Ю_1^{1А}$	3571.8 2782.3	3574.6 2785.4	3573 2783.4	3581 2791.3	ПКГ-105 260	25.09.14	НВ	----	5.2	1.2	30.09.14-ввод в эксп. совместно с ЮЮ1Б
709	$Ю_1^{1А}$	3644.7 2786.9	3651.7 2793.7	3651.2 2786.4	3647 2789.1	ЭКПО-ПП 36	20.10.13	НВ	----	44.3	2.8	23.10.13-ввод в эксп.
710	$Ю_1^{1А}$	3218.4 2776.1	3236.2 2784.9	3218.4 2776.1	3236 2784.8	ЭПВО-ПП 324	12.06.14	НВ	----	27.5	1.7	18.06.14-ввод в эксп.
711G	$Ю_1^{1А}$	3240.5 2780.1	4053.4 2785.6	3274.7 2782.3	4058.9 2785.8	фонтан	02.09.14	НВ	----	52.0	3.6	15.09.14-ввод в эксп.
712G	$Ю_1^{1А}$	3420.2 2795.1	4107.0 2783.9	3445 2785.8	4129 2783.7	фонтан	30.12.13	НВ	----	97.1	2.6	31.12.13-ввод в эксп.
713	$Ю_1^{1А}$	3115.2 2792.2	3120 2797	3115 2792.0	3120 2797.0	ПКГ-105 180	20.01.15	НВ	----	11.9	1.8	27.01.15-ввод в эксп.
714G	$Ю_1^{1А}$	3390.4 2778.9	4148 2792.5	3419.3 2791.1	4165.0 2792.0	фонтан	26.07.14	НВ	----	62.9	7.3	04.08.14-ввод в эксп.
715	$Ю_1^{1А}$	3075.8 2795.4	3080.6 2798.4	3075 2792.6	3076 2795.6	ПКГ-105 108	08.02.15	Н	----	23.3	0.8	14.02.15-ввод в эксп.
716	$Ю_1^{1А}$	3385.6 2785.2	3393.6 2792.9	3385 2784.6	3395 2794.3	ЭКПО-ПП 160	21.04.14	НВ	----	34.4	2.2	24.04.14-ввод в эксп.
717	$Ю_1^{1А}$	3584.8 2786.8	3591.5 2793.4	3584.8 2786.8	3592 2793.9	ЭПВО-ПП 160	10.01.14	Н	----			31.12.14-ввод в эксп.
718G	$Ю_1^{1А}$	3469.9 2790.5	3837.4 2793.1	3469 2791.3	4079 нет инф.	фонтан	27.12.14	НВ	----	63.0	6.9	31.12.14-ввод в эксп.
720G	$Ю_1^{1А}$	3512.8 2788.5	4301.9 2791.4	3511.0 2788.4	4350.0 2791.3	фонтан	25.09.15	НВ	----	101.3	12.0	30.09.15-ввод в эксп.
726G	$Ю_1^{1А}$	3555.2 2783.6	4328.8 2787.6	3562.0 2784.1	4353.0 2787.0	фонтан	06.02.16	НВ	----	64.6	17.7	12.02.16-ввод в эксп.
728	$Ю_1^{1А}$	3676.2 2795.5	3684.4 2798.7	3678 2792.3	3684 2798.3	ЭПВО-105 120	12.12.15	НВ	----	37.5	9.3	20.12.15-ввод в эксп.
729	$Ю_1^{1А}$	3378 2791.5	3384 2797.5	3378 2791.5	3384 2797.5	ЭПКТ-105 240	20.10.15	НВ	----	38.7	2.4	24.10.15-ввод в эксп.
720ST2	$Ю_1^{1А}$	2882 2788.3	2887.2 2791.7	2882 2788.3	2886 2792.5	ЭПКТ-105 160	05.08.15	НВ	----	21.5	2.8	14.08.15-ввод в эксп.
731G	$Ю_1^{1А}$	3410.1 2784	4266.6 2782.9	3418.3 2784.0	4277.0 2783.0	фонтан	01.06.15	НВ	----	52.8	11.0	16.06.15-ввод в эксп.
732G	$Ю_1^{1А}$	3340.8 2783.9	4140.4 2786.2	3347.5 2783.7	4143.7 2786.3	фонтан	12.07.15	НВ	----	94.0	12.2	18.07.15-ввод в эксп.
733	$Ю_1^{1А}$	3587.8 2781	3592.4 2781	3587 2775.6	3594 2782.6	ЭПВО-105 116	13.03.16	НВ	----	13.9	4.6	06.04.16-ввод в эксп.
734G	$Ю_1^{1А}$	3412.7 2795.1	4204.4 2801.7	3419.3 2795.8	4209.7 2801.5	фонтан	16.11.12	НВ	----	64.7	34.0	23.11.15-ввод в эксп.
735 куст 7	$Ю_1^{1А}$	2874.4 2801.9	2880.6 2808.0	2875 2801.4	2878 2806.6	ЭКТП-105 180	16.02.15	Н	----	33.9	0.862 12.32	12.05.15-ввод в эксп.

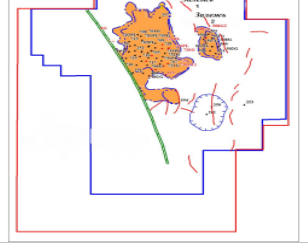
Результаты испытания скважин

Номер Абс.отм., м	Пласт	№ добы-ванья	Интервал проницаемой части глубина, абс.отм.	Интервал перфорации глубина, абс.отм.	Тип перф. плотн.	Дата начала/окончан.	Рез-т испыт.	Дебит нефти, т/сут	Дебит воды, т/сут	Давление, МПа Пласт.	Забоя	Устьев	Забоя	Устья	ΔP, МПа	Пласт. °С	Плотность нефти г/см³	h / , Мь/пм (м²/сут *МПа Дсм/сП))	Примечание
190 410.2	$Ю_1^{1А}$	1	2854.0 2861.5	2860.1 2868.7	2857 2860.5	2857 2860.9	10	5.0		34.0								20.09	
190 401.7	$Ю_1^{1А}$	2	2862.0 2870.0	2855.4 2863.6	2862 2870.0	2863 2870.4	10	10.5/4 10	2.5/0.90 10	34.0/0.90 10					11.10	57 2862	0.861		
190 401.7	$Ю_1^{1А}$	3	2882.0 2870.0	2855.4 2863.6	2882 2870.0	2883 2880.4	10	10.5/4 10	4.0/0.90 10	34.0/0.90 10	100		5.1	1.0	10.10	57 2882	0.860 11.410		НИ НИ
191 410.6	$Ю_1^{1А}$	4	2852.0 2860.0	2854 2863.6	2855 2860.0	2859 2860.4	10	13.0/4.0 10	2.5/0.90 10	34.0/0.90 10	0.5	0.5/ 19.0	1.7	44.0	29.2	2.70	2.52	22.44	28.75	7.08	59 2860	0.880	7.57 7.00	ЗОЮ1Б
191 401.7	$Ю_1^{1А}$	5	2882.0 2890.0	2854 2863.6	2882 2890.0	2883 2890.4	10	13.0/4.0 10	4.0/0.90 10	34.0/0.90 10	0.5	0.5/ 19.0	3.0	42.0	40.9	2.49	2.98	21.99	28.41	8.97	59 2882	0.880	7.57 7.00	ЗОЮ1Б
192 410.2	$Ю_1^{1А}$	1	2854.0 2861.5	2860.1 2868.7	2857 2860.5	2857 2860.9	10	5.0		34.0						27.6			28.10	11.14	57 2860			ЗОЮ1Б
192 401.7	$Ю_1^{1А}$	2	2862.0 2870.0	2855.4 2863.6	2862 2870.0	2863 2870.4	10	10.5/4 10	2.5/0.90 10	34.0/0.90 10					27.90	0.90	57 2862		
192 401.7	$Ю_1^{1А}$	3	2882.0 2890.0	2855.4 2863.6	2882 2890.0	2883 2890.4	10	10.5/4 10	4.0/0.90 10	34.0/0.90 10					21.80	28.10	0.90	57 2882	0.880 3.472
193 410.6	$Ю_1^{1А}$	4	2852.0 2860.0	2854 2863.6	2855 2860.0	2859 2860.4	10	13.0/4.0 10	2.5/0.90 10	34.0/0.90 10	100		19.0	0.4	22.0	28.41	0.87	57 2859	0.82 ЗОЮ1Б
193 401.7	$Ю_1^{1А}$	5	2882.0 2890.0	2854 2863.6	2882 2890.0	2883 2890.4	10	13.0/4.0 10	4.0/0.90 10	34.0/0.90 10	100		19.0	0.4	2.0	22.09	28.41	0.87	2.47 14.08 ЗОЮ1Б
197 410.6	$Ю_1^{1А}$	1	2855.0 2863.5	2856.7 2865.2	2855 2863.0	2854 2863.4	10	10.0/4.0 10	2.5/0.90 10	34.0/0.90 10	0.5	0.5/ 21.0	0.5	34.0	31.5	10.0	1.00	20.18	28.70	8.39 28.70	58 2863		
197 401.7	$Ю_1^{1А}$	2	2865.0 2873.0	2856.7 2865.2	2865 2873.0	2864 2873.4	10	10.0/4.0 10	4.0/0.90 10	34.0/0.90 10	100	1.5/0		34.0	0.0			21.72	28.42	9.8 28.70	58 2864	0.880 0.31		ЗОЮ1Б
197 401.7	$Ю_1^{1А}$	3	2885.0 2893.0	2856.7 2865.2	2885 2893.0	2884 2893.4	10	10.0/4.0 10	4.0/0.90 10	34.0/0.90 10	100				0.0/0.0				

Сводная таблица подсчетных параметров, начальных, извлекаемых и остаточных геологических запасов нефти и растворенного газа продуктивного пласта Ю по состоянию на 01.01.2017 г.

Пласт	Категория запасов	Залежь	Зона насыщения	Площадь нефтенасыщ., тыс.м²	Средняя эффективн. сыщенная мощность, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м³	Коэффициенты, д. ед. пористости	нефтенасыщенности	Плотность нефти, т/м³	Пересчетный коэф.г. газа	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м³/т	Начальные геологические запасы растворенного газа млн. м³	КНП	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа млн. м³	Добыча нефти, тыс.т	Добыча растворенного газа, млн. м³	Остаточные геологические запасы нефти, тыс.т	Остаточные геологические запасы растворенного газа, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³
$Ю_1$	А+В1	1	А	Н	37207	5.8	94238	0.17	0.58	0.849	0.803	6535	100	654	0.352	2230	223	865	42	5570	592	1265	181
				ПН	7536	5.8	13596	0.18	0.49	0.849	0.803	818	100	82	0.352	288	29	11	1	807	81	277	28
				Н+ПН	20783	5.2	107834	0.17	0.57			7353		736		2518	252	976	43	6377	673	1542	209
			$В_2$	Н	1590	3.0	9607	0.18	0.58	0.849	0.803	2622	100	262	0.352	923	92			2622	262	923	92
				ПН	656	2.4	3912	0.18	0.49	0.849	0.803	656	100	66	0.352	231	23			656	66	231	23
				Н+ПН	16722	3.9	47787	0.18	0.56			3278		328		1154	115			3278	328	1154	115
			$В_3$	Н	29413	4.5	131883					8957		896		3153	315	965	42	7992	854	2188	273
				ПН	8692	3.3	24508					1474		148		519	52			1463	147	508	51
				Н+ПН	37505	4.1	155591					10431		1044		3672	367	976	43	9455	1001	2696	324
		2	$В_1$	Н	1991	3.7	7100	0.18	0.58	0.849	0.803	191	100	19	0.352	140	18			511	51	180	18
				ПН	4010	3.3	11152	0.18	0.49	0.849	0.803	791	100	79	0.352	278	28			791	79	278	28
				Н+ПН	5992	3.4	18258	0.18	0.52			1382		138		458	46			1302	130	458	46
Итого по залежу Ю			А	Н	2687	7.2	19106	0.17	0.59	0.849	0.803	1366	100	131	0.315	469	41	157	5	1149	126	252	36
				ПН	527	4.1	1157	0.17	0.52	0.849	0.803	793	100	79	0.315	248	25	11	1	782	78	237	24
				Н+ПН	3214	5.5	22263	0.17	0.56			2089		210		657	66	168	6	1931	204	489	60
			$В_1$	Н	19894	5.7	113344					7641		765		2639	264	1122	47	6519	718	1517	217
				ПН	6765	4.0	28755					1612		161		536	54	22	2	1589	159	514	52
				Н+ПН	26657	5.3	140997					9252		926		3175	318	1144	49	8108	877	2031	269
			$В_3$	Н	12166	3.0	36845					2622		262		923	92			2622	262	923	92
				ПН	4556	2.4	20912					656		66		231	23			656	66	231	23
				Н+ПН	16722	2.9	47757					3278		328		1154	115			3278	328	1154	115
			$А+В_1$	Н	32060	4.7	150189					10263		1027		3562	356	1122	47	9141	980	2440	309
				ПН	11339	3.3	37665					2267		227		767	77	22	2	2245	225	745	75
				Н+ПН	43379	4.3	187854					12530		1254		4329	433	1144	49	11386	1205	3185	384
			$В_2$	Н	1991	3.7	7100					511		51		180	18			511	51	180	18
				ПН	4011	3.3	11152					791		79		278	28			791	79	278	28
				Н+ПН	5992	3.4	18258					1302		130		458	46			1302	130	458	46
			$А+В_1+В_2$	Н	34051	4.6	157375					10774		1078		3742	374	1122	47	9652	1031	2620	327
				ПН	15590	3.3	48817					3058		306		1045	105	22	2	3036	304	1023	103
				Н+ПН	49371	4.2	208192					13832		1384		4787	479	1144	49	12688	1335	3643	430

Схема расположения залежей пласта Ю в пределах ЛУ



"Недропользователь" / Автор работы	ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, РАСТВОРЕННОГО ГАЗА И СОПУТСТВУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2017 г.
	Руководитель договора / Ответственный исполнитель — 2017 г.
Приложение 15	ПЛАН ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ПЛАСТА Ю
	Масштаб 1 : 25 000 (0 — 1 — 2 — 3 — 4 — 5 км)
	Использована условная прямоугольная система координат. Построено и оформлено с использованием "Surfer GIS"
Составил	
Проверил	
Утвердил	

Предложение по представлению таблиц на техническую проверку

Таблица 11.4

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа ……. месторождения

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем неф-тенасыщенных пород тыс. м^3	Коэффициенты, доли ед. открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный	Плотность нефти, т/см^3	Начальные геоло-гические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извле-каемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти на 01.01.2017г., тыс.т	Остаточные запасы нефти на 01.01.2017г. геолог.	извлек.	Газосодержание пластовой нефти м^3/т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн.м^3 геолог.	извлек.	Добыча раствореннного газа на 01.01.2017г., млн.м^3	Остаточные запасы растворенного газа на 01.01.2017г., млн.м^3 геолог.	извлек.
Ю$_1^1$																						
Ю$_1^1$		В1	НЗ р-н скв.8	2689	6.5	17502	0.17	0.63	0.858	0.835	1343	0.388	521	280	1063	241	67.6	91	35	9	82	26
			НЗ р-н скв.1п	273	4.5	1230	0.18	0.60	0.858	0.835	95	0.388	37	10	85	27	67.6	6	3	1	5	2
			НЗ р-н скв.503п	101	2.9	290	0.16	0.61	0.858	0.835	20	0.388	8	0	20	8	67.6	1	1	0	1	1
			ВНЗ	9563	3.4	32956	0.17	0.58	0.858	0.835	2328	0.388	903	52	2276	851	67.6	157	61	3	154	58
			НЗ+ВНЗ	**12626**	**4.1**	**51978**	**0.170**	**0.597**	**0.858**	**0.835**	**3786**	**0.388**	**1469**	**342**	**3444**	**1127**	**67.6**	**255**	**100**	**13**	**242**	**87**
		В2	ВНЗ	1637	2.7	4474	0.17	0.57	0.858	0.835	311	0.379	118	0	311	118	67.6	21	8	0	21	8
	Всего:	В1	НЗ	3063	6.2	19022	0.17	0.63	0.858	0.835	1458	0.388	566	290	1168	276	67.6	98	39	10	88	29
			ВНЗ	9563	3.4	32956	0.17	0.58	0.858	0.835	2328	0.388	903	52	2276	851	67.6	157	61	3	154	58
			НЗ+ВНЗ	**12626**	**4.1**	**51978**	**0.170**	**0.597**	**0.858**	**0.835**	**3786**	**0.388**	**1469**	**342**	**3444**	**1127**	**67.6**	**255**	**100**	**13**	**242**	**87**
		В2	**ВНЗ**	**1637**	**2.7**	**4474**	**0.17**	**0.57**	**0.858**	**0.835**	**311**	**0.379**	**118**	**0**	**311**	**118**	**67.6**	**21**	**8**	**0**	**21**	**8**
Итого по месторождению:																						
Месторождение в целом		**В1**				**51978**					**3786**	**0.388**	**1469**	**342**	**3444**	**1127**		**255**	**100**	**13**	**242**	**87**
		В2				**4474**					**311**	**0.379**	**118**	**0**	**311**	**118**		**21**	**8**	**0**	**21**	**8**

Страница 1

11.4_табл. _запасы нефти | 11.5_табл._УВ в раств.газе | 11.6_табл._Сера | табл.12.1_сопоставл_ГКЗ | табл.12.2_сопоставл_баланс

- **Предлагается предоставлять на техпроверку сводную таблицу подсчетных параметров и таблицу сопоставления с ранее учтенными в формате таблиц Excel в одном файле;**
- **В таблицах все данные должны быть связаны друг с другом. Если происходят уточнения в запасах, то автоматически меняется и в таблицах углеводородов и в сопоставлении.**

Предложение по представлению таблиц на техническую проверку

N9 =ОКРУГЛ(L9*M9;0)

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа .

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем неф-тенасыщенных пород, тыс. м³	Коэффициенты, доли ед. открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный	Плотность нефти, т/см³	Начальные геоло-гические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извле-каемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти на 01.01.2017г., тыс.т
$Ю_1^1$														
			НЗ р-н скв.8	2689	6.5	17502	0.17	0.63	0.858	0.835	1343	0.388	521	280
			НЗ р-н скв.1п	273	4.5	1230	0.18	0.60	0.858	0.835	95	0.388	37	10
		В1	НЗ р-н скв.503п	101	2.9	290	0.16	0.61	0.858	0.835	20	0.388	8	0
			ВНЗ	9563	3.4	32956	0.17	0.58	0.858	0.835	2328	0.388	903	52
			НЗ+ВНЗ	**12626**	**4.1**	**51978**	**0.170**	**0.597**	**0.858**	**0.835**	**3786**	**0.388**	**1469**	**342**
$Ю_1^1$		**В2**	ВНЗ	1637	2.7	4474	0.17	0.57	0.858	0.835	311	0.379	118	0

Страница 1

F9 =ОКРУГЛ(G9/E9;1)

Сводная таблица подсчетных пар

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем неф-тенасыщенных пород, тыс. м³	Коэ открытой пористости
			НЗ р-н скв.8	2689	[illegible]	[illegible]	0.17
			НЗ р-н скв.1п	273	[illegible]	[illegible]	0.18
		В1	НЗ р-н скв.503п	101	2.9	290	0.16
			ВНЗ	9563	3.4	32956	0.17
			НЗ+ВНЗ	**12626**	**4.1**	**51978**	**0.170**
$Ю_1^1$		**В2**	ВНЗ	1637	2.7	4474	0.17

Ст

D10 ='1[illegible]4_табл. _запасы нефти'!S13

Подсчет запасов углеводородов этан-бута

Пласт	Залежь, участок	Категория запасов	Начальные запасы газа, млн.м³ геолог.	Начальные запасы газа, млн.м³ извлек.	Содержание в мольных процентах % этана	пропана	бутана	потенциальное, г/м³ этана	пропана	бутана
$Ю_1^1$		**В1**	2[illegible]5	1[illegible]0	8.6	11.5	4.8	108	211	116
		В2	21	8	8.6	11.5	4.8	108	211	116
Месторождение в целом		**В1**	*255*	*100*						
		В2	*21*	*8*						

- **Везде должны быть расставлены формулы с округлениями, ссылки на смежные таблицы**

Предложение по представлению таблиц на техническую проверку

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа …….. месторо

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем неф-тенасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициенты, доли ед. открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный	Плотность нефти, т/см^3	Начальные геоло-гические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извле-каемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти на 01.01.2017г., тыс.т	Остаточные запасы нефти на 01.01.2017г. геолог.	извлек.
					Ю$_1^1$											
Ю$_1^1$		В1	НЗ р-н скв.8	2689	6.5	17502	0.17	0.63	0.858	0.835	1343	0.388	521	280	1063	241
			НЗ р-н скв.1п	273	4.5	1230	0.18	0.60	0.858	0.835	95	0.388	37	10	85	27
			НЗ р-н скв.503п	101	2.9	290	0.16	0.61	0.858	0.835	20	0.388	8	0	20	8
			ВНЗ	9563	3.4	32956	0.17	0.58	0.858	0.835	2328	0.388	903	52	2276	851
			НЗ+ВНЗ	**12626**	**4.1**	**51978**	**0.170**	**0.597**	**0.858**	**0.835**	**3786**	**0.388**	**1469**	**342**	**3444**	**1127**
		В2	ВНЗ	1637	2.7	4474	0.17	0.57	0.858	0.835	311	0.379	118	0	311	118
	Всего:	В1	НЗ	3063	6.2	19022	0.17	0.63	0.858	0.835	1458	0.388	566	290	1168	276
			ВНЗ	9563	3.4	32956	0.17	0.58	0.858	0.835	2328	0.388	903	52	2276	851
			НЗ+ВНЗ	**12626**	**4.1**	**51978**	**0.170**	**0.597**	**0.858**	**0.835**	**3786**	**0.388**	**1469**	**342**	**3444**	**1127**
		В2	**ВНЗ**	**1637**	**2.7**	**4474**	**0.17**	**0.57**	**0.858**	**0.835**	**311**	**0.379**	**118**	**0**	**311**	**118**
					Итого по месторождению:											
Месторождение в целом		**В1**				**51978**					**3786**	**0.388**	**1469**	**342**	**3444**	**1127**
		В2				**4474**					**311**	**0.379**	**118**	**0**	**311**	**118**

Страница 1

В процессе прохождения экспертизы бывают случаи, когда невозможно сделать выводы о правильности выделения категорий из-за отсутствия данных о добыче и извлекаемых запасах.

При рассмотрение материалов по геологической части необходимо представлять таблицы, содержащие величины КИН, добычу УВС, остаточные геологические и извлекаемые запасы.

О стратиграфической принадлежности льготируемого пласта

Порядок определения стратиграфических характеристик (система, отдел, горизонт, пласт) залежей углеводородного сырья для целей их отнесения к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых регламентируется приказом МПР и Э РФ №346 от 06.08.2015 года.

Согласно п.12 статьи 342.4. «… В случае, если добыча газа горючего природного осуществляется из залежи углеводородного сырья, отнесенной к туронским продуктивным отложениям по данным государственного запаса полезных ископаемых, на период с 1 января 2014 года и до истечения ста восьмидесяти налоговых периодов…».

Определение льготируемой проницаемости

Порядок определения показателей проницаемости пласта по залежи УВС регламентируется приказом МПР и Э РФ №218 от 15.05.2014

В качестве параметра проницаемости используется параметр - абсолютная газопроницаемость и нефтенасыщенная толщина залежи.

Среднее по залежи значение показателей пористости определяется по данным ГИС.

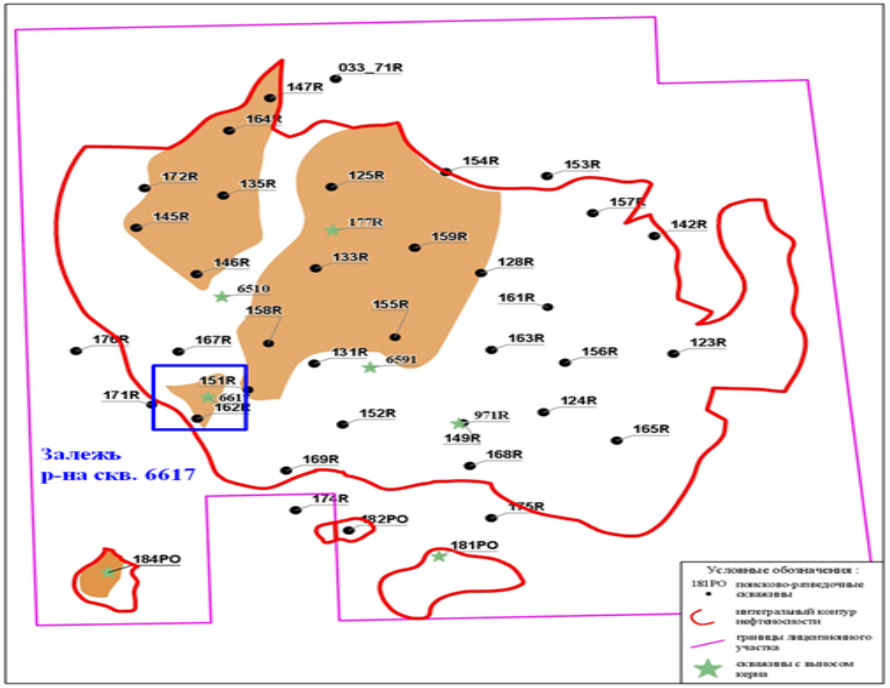
Петрофизические связи проницаемости от пористости строятся по данным исследования керна, выполняются следующие требования:

- используются образцы керна, равномерно освещающие пласт по площади и разрезу и отобранные из интервалов, где вынос керна составляет не менее 75%;

- количество образцов керна для зависимости составляет не менее 30;

- образцы керна характеризуют весь диапазон изменения пористости и проницаемости;

- уравнение петрофизической связи Кпр = f(Кп) подбирается из условия максимального коэффициента корреляции R (R >0,6).



Согласно пп. 2 и 3 п. 1 ст. 342.2 части второй НК РФ

Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (Кд) при добыче нефти из конкретной залежи УВС принимается:

пп.2. равным 0,2 - с утвержденным Кпр не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и $H_{эфф}^{н}$ по указанной залежи не более 10 м;

пп.3. равным 0,4 - с утвержденным Кпр не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и $H_{эфф}^{н}$ по указанной залежи более 10 м.

Определение льготируемой вязкости флюида

С целью стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти были установлены пониженные ставки НДПИ согласно п.9 статьи 342 НК РФ.

Налогообложение производится по налоговой ставке 0% при добыче: сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью 10 000 мПа×с и более (в пластовых условиях).

С целью стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти были установлены пониженные ставки НДПИ согласно п.4 статьи 342 .5 НК РФ.

«Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти,принимается равным1, за исключением случаев, указанных в настоящем пункте:
Коэффициент принимается равным 0 в отношении:
1) сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью более 200 мПа×с и менее 10 000 мПа×с и более (в пластовых условиях)….»

Условия определения льготируемых значений

1. Среднее значение проницаемости или вязкости утверждается по конкретной залежи – объекта подсчета запасов. Поэтому по каждому пласту необходимо указывать залежь, по которой производится обоснование Кпр или вязкости. Обоснование низкопроницаемых (менее 2мД) и высоковязких объектов возможно только по опробованным объектам и проведенным исследованиям, аналогия недопустима.

2. Учет запасов залежи с льготируемой проницаемостью и нефтенасыщенной толщиной или вязкостью – каждая залежь должна быть учтена на государственном балансе отдельно.

3. Материалы по обоснованию среднего коэффициента проницаемости и нефтенасыщенной толщины или вязкости, представляемые пользователем недр для проведения государственной экспертизы при подсчете (пересчете. ОП) запасов, должны содержать документы, подтверждающие аккредитацию лаборатории, в которой проводились определения пористости, проницаемости или вязкости.

Спасибо за
внимание!