**МАКЕТ**

Приложение 1

 К протоколу Комиссии/Роснедра1

 от \_\_\_ № \_\_\_

**Федеральное бюджетное учреждение**

 **«Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»**

**(ФБУ «ГКЗ»)**

**Заключение государственной экспертизы № \_\_\_\_ПЗ-ПД от \_\_\_\_\_[[1]](#footnote-1)**

на документы и материалы, представленные в отчетах по подсчету геологических запасов

\_\_\_[[2]](#footnote-2) и по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения \_\_\_[[3]](#footnote-3) \_\_\_[[4]](#footnote-4).

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_[[5]](#footnote-5)

Лицензия: \_\_\_[[6]](#footnote-6)

Приказами ФБУ «ГКЗ» от \_\_\_20\_\_ года № \_\_\_ и от\_\_\_ 20\_\_ года № \_\_\_ созданы комиссии по подготовке заключения государственной экспертизы по подсчету геологических запасов УВС и по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения \_\_\_[[7]](#footnote-7).

г. \_\_\_[[8]](#footnote-8)

В административном отношении месторождение находится в \_\_\_ районе \_\_\_
области (крае) в \_\_\_ км к \_\_\_ от г. \_\_\_. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются \_\_\_.

Месторождение расположено в пределах \_\_\_[[9]](#footnote-9), принадлежащих \_\_\_[[10]](#footnote-10), и в нераспределенном фонде недр[[11]](#footnote-11). В соответствии с лицензионными обязательствами \_\_\_[[12]](#footnote-12) целевое назначение и вид работ включает \_\_\_[[13]](#footnote-13). Верхней границей участка недр (далее – УН) является \_\_\_, нижней – \_\_\_.

[[14]](#footnote-14)В соответствии с письмом Роснедр (\_\_\_)[[15]](#footnote-15) ПЗ выполнен в границах УН (\_\_\_)[[16]](#footnote-16).

[[17]](#footnote-17)Структурные построения, границы залежей, подсчетные параметры, категории и объемы запасов нефти и горючих газов согласованы с недропользователем смежного участка недр \_\_\_ (\_\_\_)[[18]](#footnote-18).

Месторождение открыто в \_\_\_ году, введено в \_\_\_[[19]](#footnote-19) в \_\_\_ году. Действующим ПТД является \_\_\_[[20]](#footnote-20) (утвержден протоколом ЦКР Роснедр по УВС от \_\_\_ № \_\_\_).

В тектоническом отношении месторождение приурочено к \_\_\_.

Нефтегазоносность месторождения установлена в отложениях \_\_\_. Всего
 на месторождении выявлено \_\_\_ залежей в \_\_\_ пластах, в том числе \_\_\_[[21]](#footnote-21). Основные запасы нефти месторождения приурочены к залежам пластов \_\_\_, газа – к залежам пластов \_\_\_.

По величине начальных извлекаемых запасов УВС месторождение относится
 к \_\_\_[[22]](#footnote-22), по сложности геологического строения – к \_\_\_[[23]](#footnote-23).

[[24]](#footnote-24)ПЗ в целом по месторождению представляется на государственную экспертизу впервые. [[25]](#footnote-25)Запасы УВС месторождения при ПЗ утверждены в \_\_\_ годах. Последний ПЗ утвержден протоколом Роснедра от \_\_\_ № \_\_\_.

[[26]](#footnote-26)Согласно протоколу \_\_\_ от \_\_\_ № \_\_\_ недропользователю даны рекомендации: \_\_\_. Рекомендации недропользователем \_\_\_[[27]](#footnote-27) в \_\_\_[[28]](#footnote-28) объеме[[29]](#footnote-29).

По сравнению с утвержденными в ПЗ \_\_\_ года рекомендуемые к утверждению начальные геологические запасы \_\_\_ по сумме категорий \_\_\_ изменились на \_\_\_% за счет: \_\_\_[[30]](#footnote-30).

[[31]](#footnote-31)Последнее оперативное изменение состояния запасов УВС произошло в \_\_\_ году
по залежам пластов \_\_\_ (утверждено протоколом \_\_\_ от \_\_\_ № \_\_\_).

По сравнению с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (далее – ГБ) рекомендуемые к утверждению начальные геологические запасы \_\_\_ по сумме категорий \_\_\_ изменились на \_\_\_% за счет: \_\_\_[[32]](#footnote-32).

По состоянию на 01.01.20\_\_ на ГБ по месторождению числятся остаточные геологические/извлекаемые запасы (таблица 3):

– \_\_\_[[33]](#footnote-33):

категории А – \_\_\_ тыс. т (млн м3), категории В1/С1 – \_\_\_ тыс. т (млн м3), категории В2/С2 – \_\_\_ тыс. т (млн м3), в том числе по УН \_\_\_, НФН \_\_\_, субъектам Российской Федерации \_\_\_.

Накопленная добыча по месторождению составляет: нефти[[34]](#footnote-34) \_\_\_ тыс. т, растворенного
газа – \_\_\_ млн м3,свободного газа – \_\_\_ млн м3, газа газовых шапок – \_\_\_ млн м3, конденсата свободного газа – \_\_\_ тыс. т, конденсата газа газовых шапок – \_\_\_ тыс. т (таблица 3).

Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) – \_\_\_%, текущий КИН – \_\_\_. Накопленная добыча жидкости –\_\_\_ тыс. т, обводненность – \_\_\_%. В пласты закачано
\_\_\_ тыс. м3 воды, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%. Использование растворённого газа в [[35]](#footnote-35)\_\_ году составило \_\_\_%, что \_\_\_[[36]](#footnote-36) проектным решениям действующего ПТД. Текущий КИГ – \_\_\_. Текущий КИК – \_\_\_.

По состоянию на 01.01.20\_\_ на месторождении пробурено \_\_\_ скважин, из них \_\_\_ поисковых, \_\_\_ разведочных и \_\_\_ эксплуатационных, в том числе \_\_\_ наклонных, \_\_\_ горизонтальных, \_\_\_ боковых стволов[[37]](#footnote-37).

[[38]](#footnote-38)Всего на месторождении добывающих нефтяных скважин – \_\_\_ (в т.ч. действующих – \_\_, бездействующих – \_\_\_, в освоении – \_\_\_), добывающих газовых – \_\_\_ (в т.ч. действующих – \_\_, бездействующих – \_\_\_, в освоении – \_\_\_), нагнетательных – \_\_\_ (в т.ч. действующих – \_\_\_, бездействующих – \_\_\_, в освоении – \_\_\_), в консервации – \_\_\_, ликвидированных и в ожидании ликвидации – \_\_\_, контрольных – \_\_\_ (из них наблюдательных – \_\_\_, пьезометрических – \_\_\_), поглощающих – \_\_\_, водозаборных – \_\_\_.

После ПЗ \_\_\_ года пробурено \_\_\_ скважин, из них \_\_\_ поисковых, \_\_\_ разведочных и \_\_\_ – эксплуатационных[[39]](#footnote-39).

ПЗ и ПТД по \_\_\_ месторождению выполнены по состоянию изученности на 01.01.20\_\_
по результатам \_\_\_ с целью \_\_\_[[40]](#footnote-40).

В представленных документах и материалах представлено обоснование[[41]](#footnote-41):

- изменения индексациипластов в результате \_\_\_[[42]](#footnote-42) (таблица 3);

- корректировки накопленной добычи УВС в связи с \_\_\_[[43]](#footnote-43) (таблица 3).

**1. Экспертная комиссия по подсчету геологических запасов УВС отмечает:**

* 1. Документы и материалы, представленные на государственную экспертизу запасов, \_\_\_[[44]](#footnote-44) требованиям нормативных документов и \_\_\_[[45]](#footnote-45) дать заключение о достоверности
	и правильности указанной в материалах оценки количества и качества геологических запасов УВС, \_\_\_[[46]](#footnote-46), об обоснованности \_\_\_[[47]](#footnote-47).
	2. ***[[48]](#footnote-48)Оценка возможности использования*** ***результатов сейсморазведочных работ для обоснования структурных построений и подсчетных параметров.***

Всего по состоянию на 01.01.20\_\_ по месторождению выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме \_\_\_ плотностью \_\_\_, 3D – в объеме \_\_\_ кратностью \_\_\_[[49]](#footnote-49), в том числе после ПЗ \_\_\_ года выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме \_\_\_ плотностью \_\_\_,
3D – в объеме \_\_\_ кратностью \_\_\_.

Площадь месторождения покрыта сейсморазведочными работами 2D на \_\_\_%, 3D –
на \_\_\_%, что подтверждает \_\_\_[[50]](#footnote-50) степень изученности месторождения сейсморазведочными работами.

На месторождении сейсмостратиграфическая привязка выполнена в \_\_\_ скважинах, в том числе после ПЗ \_\_\_ года – в \_\_\_ скважинах[[51]](#footnote-51).

В результате выполненных сейсморазведочных работ построены структурные карты
 по основным опорным отражающим горизонтам \_\_\_.

Для ПЗ использованы отражающие горизонты \_\_\_. Построение структурной основы осуществлено методом \_\_\_.

Оценка точности построений выполнена по \_\_\_[[52]](#footnote-52). Точность структурных построений для отражающих горизонтов составляет: \_\_\_ м.

Для обоснования выделения тектонических нарушений использованы результаты сейсмических исследований (\_\_\_)[[53]](#footnote-53) с учетом данных бурения скважин[[54]](#footnote-54).

При обосновании \_\_\_[[55]](#footnote-55) \_\_\_[[56]](#footnote-56) результаты динамического анализа.

Выполненная совместная интерпретация данных сейсморазведочных работ 2D, 3D и ГИС \_\_\_[[57]](#footnote-57) служить основой для \_\_\_[[58]](#footnote-58).

Уточнение структурных построений, расположение тектонических нарушений, зон отсутствия коллекторов произошло в результате использования новой и пересмотра ранее полученной информации, что привело к уточнению площади залежей[[59]](#footnote-59).

[[60]](#footnote-60)По результатам работы ЭК для обоснования \_\_\_[[61]](#footnote-61) залежей \_\_\_ внесены следующие изменения: \_\_\_.

[[62]](#footnote-62)В связи с недостаточной изученностью месторождения данными сейсморазведочных работ и, соответственно, низкой достоверностью соответствующих подсчетных параметров необходимо \_\_\_[[63]](#footnote-63).

* 1. ***Оценка возможности использования данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС) для корреляции продуктивных пластов и обоснования подсчетных параметров***.

В комплекс ГИС поисковых и разведочных скважин включены: \_\_\_.

В комплекс ГИС эксплуатационных скважин включены: \_\_\_.

Качество полученных материалов ГИС \_\_\_[[64]](#footnote-64). К недостаткам выполненного комплекса ГИС следует отнести \_\_\_.

[[65]](#footnote-65)В связи с недостаточной изученностью месторождения данными ГИС и, соответственно, низкой достоверностью определения соответствующих подсчетных параметров необходимо \_\_\_[[66]](#footnote-66).

* 1. ***Охарактеризованность продуктивных пластов исследованиями керна.***

По состоянию на 01.01.20\_\_ с отбором керна на месторождении пробурено \_\_\_ скважин. Суммарная проходка с отбором керна составила \_\_\_ м при выносе \_\_\_ м или \_\_\_%, в том числе по продуктивной части – \_\_\_ м при выносе \_\_\_ м или \_\_\_%.

После ПЗ \_\_\_ года пробурено \_\_\_ скважин с отбором керна из продуктивных пластов, проходка с отбором керна составила \_\_\_ м при выносе \_\_\_ м или \_\_\_%.

Объем петрофизических исследований, проведенных на месторождении по каждому пласту, представлен в таблице 6.

Пласты \_\_\_ представлены \_\_\_[[67]](#footnote-67) породами.

Продуктивные пласты \_\_\_ изучены керном \_\_\_[[68]](#footnote-68): максимальное количество исследований приходится на пласты \_\_\_, менее изучены пласты \_\_\_, пласты \_\_\_ керном
не охарактеризованы[[69]](#footnote-69).

[[70]](#footnote-70)В связи с недостаточной изученностью пластов \_\_\_ исследованиями керна и, соответственно, низкой достоверностью соответствующих подсчетных параметров необходимо \_\_\_[[71]](#footnote-71).

* 1. ***Охарактеризованность продуктивных пластов испытаниями.***

По состоянию на 01.01.20\_\_ в целом по месторождению в открытом стволе \_\_\_ скважин испытано \_\_\_ объектов. [[72]](#footnote-72)Притоки нефти получены в \_\_\_ объекте, притоки нефти с водой – в \_\_\_ объектах, притоки воды – в \_\_\_ объектах, приток не получен в \_\_\_ объектах.

После ПЗ \_\_\_ года в открытом стволе \_\_\_ скважин выполнено испытание \_\_\_ объектов, притоки нефти получены в \_\_\_ объекте, притоки нефти с водой – в \_\_\_ объектах, притоки
воды – в \_\_\_ объектах, приток не получен в \_\_\_ объектах.

По состоянию на 01.01.20\_\_ в обсаженном стволе \_\_\_ скважин испытано \_\_\_ объектов. [[73]](#footnote-73)Притоки нефти получены в \_\_\_ объекте, притоки нефти с водой – в \_\_\_ объектах, притоки воды – в \_\_\_ объектах, приток не получен в \_\_\_ объектах.

После ПЗ \_\_\_ года в обсаженном стволе \_\_\_ скважин испытано \_\_\_ объектов, притоки нефти получены в \_\_\_ объекте, притоки нефти с водой – в \_\_\_ объектах, притоки воды – в \_\_\_ объектах, приток не получен в \_\_\_ объектах.

В процессе испытания в скважинах проведены работы по интенсификации притока\_\_\_[[74]](#footnote-74).

[[75]](#footnote-75)В связи с недостаточной изученностью пластов \_\_\_ испытаниями необходимо \_\_\_[[76]](#footnote-76).

* 1. ***Определение уровней межфлюидных контактов.***

Положение уровней \_\_\_[[77]](#footnote-77) установлено по результатам комплексной интерпретации данных ГИС, керна и результатам опробований[[78]](#footnote-78).

Уточнение уровней \_\_\_ произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[79]](#footnote-79).

По результатам работы ЭК для обоснования уровней \_\_\_ залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ внесены следующие изменения: \_\_\_[[80]](#footnote-80).

В связи с недостаточным обоснованием уровней \_\_\_ залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ необходимо \_\_\_[[81]](#footnote-81).

**1.7. *[[82]](#footnote-82)Обоснование подсчетных параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.***

Анализ комплексного использования материалов ГИС, керна, промысловых испытаний\_\_\_[[83]](#footnote-83) достоверно выделить интервалы коллекторов, установить характер насыщенности и положение межфлюидных контактов, обосновать подсчетные параметры.

Выделение пластов-коллекторов выполнено с использованием прямых качественных признаков на диаграммах ГИС в сочетании с количественными критериями.

Граничные значения параметров по пластам \_\_\_ составляют \_\_\_[[84]](#footnote-84).

Характер насыщенности коллекторов определен \_\_\_.

Уточнение эффективных \_\_\_[[85]](#footnote-85) толщин произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[86]](#footnote-86).

Эффективные и эффективные \_\_\_насыщенные толщины по результатам интерпретации данных ГИС определены методически \_\_\_[[87]](#footnote-87). Средневзвешенные эффективные \_\_\_[[88]](#footnote-88) толщины по залежам \_\_\_ пластов \_\_\_, принятые по \_\_\_[[89]](#footnote-89), \_\_\_[[90]](#footnote-90) и \_\_\_[[91]](#footnote-91) быть использованы для ПЗ.

По результатам работы ЭК для обоснования эффективных \_\_\_[[92]](#footnote-92) толщин залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ внесены следующие изменения: \_\_\_[[93]](#footnote-93).

В связи с недостаточным обоснованием эффективных \_\_\_[[94]](#footnote-94) толщин пластов \_\_\_ и, соответственно, низкой достоверностью подсчетного параметра необходимо \_\_\_[[95]](#footnote-95).

**1.7.1.** Коэффициенты открытой пористости коллекторов определены по \_\_\_[[96]](#footnote-96). В качестве основного метода для обоснования коэффициентов открытой пористости использованы данные \_\_\_[[97]](#footnote-97), при их отсутствии – данные \_\_\_.

 [[98]](#footnote-98)В связи с отсутствием исследований керна по пласту \_\_\_ и, соответственно, собственных зависимостей (керн-ГИС) для обоснования коэффициентов открытой пористости использованы зависимости по пласту \_\_\_ \_\_\_ месторождения.

Уточнение коэффициентов открытой пористости произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[99]](#footnote-99).

Коэффициенты открытой пористости, принятые для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_, определены по \_\_\_[[100]](#footnote-100), \_\_\_[[101]](#footnote-101).

По результатам работы ЭК для обоснования коэффициентов открытой пористости залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ внесены следующие изменения: \_\_\_[[102]](#footnote-102).

В связи с недостаточным обоснованием коэффициентов открытой пористости пластов \_\_\_ и, соответственно, низкой достоверностью подсчетного параметра необходимо \_\_\_[[103]](#footnote-103).

**1.7.2.** Определение коэффициента \_\_\_насыщенности[[104]](#footnote-104) выполнено \_\_\_[[105]](#footnote-105).

[[106]](#footnote-106)В связи с отсутствием собственных зависимостей (керн-ГИС) для обоснования коэффициента \_\_\_насыщенности использованы зависимости по пласту \_\_\_ \_\_\_ месторождения.

Уточнение коэффициентов \_\_\_насыщенности произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[107]](#footnote-107).

Коэффициенты \_\_\_насыщенности по залежам \_\_\_ пластов \_\_\_, определенные \_\_\_[[108]](#footnote-108), \_\_\_[[109]](#footnote-109) быть приняты в представленном варианте.

По результатам работы ЭК для обоснования коэффициентов \_\_\_насыщенности залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ внесены следующие изменения: \_\_\_[[110]](#footnote-110).

В связи с недостаточным обоснованием коэффициентов \_\_\_насыщенности пластов \_\_\_ и, соответственно, низкой достоверностью подсчетного параметра необходимо \_\_\_[[111]](#footnote-111).

* 1. ***[[112]](#footnote-112)Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов.***
	[[113]](#footnote-113)Всего по состоянию на 01.01.20\_\_ исследованы \_\_\_ глубинных и \_\_\_ поверхностных проб нефти из \_\_\_ и \_\_\_ скважин соответственно, в том числе \_\_\_ глубинных и \_\_\_ поверхностных проб нефти из \_\_\_ и \_\_\_ скважин соответственно являются кондиционными.

[[114]](#footnote-114)Состав и свойства растворенного газа исследованы по \_\_\_ глубинным пробам из \_\_\_ скважин, из них кондиционные – \_\_\_ проб из \_\_\_ скважин.

[[115]](#footnote-115)Состав и свойства газа (свободного/газа газовых шапок)[[116]](#footnote-116) и конденсата изучены по \_\_\_ пробам из \_\_\_ скважин, в том числе \_\_\_ проб из \_\_\_ скважин являются кондиционными.

На месторождении исследовано \_\_\_ проб пластовой воды из \_\_\_ скважин по \_\_\_ пластам.

[[117]](#footnote-117)После ПЗ \_\_\_ года исследовано \_\_\_ глубинных проб нефти из \_\_\_ скважин и \_\_\_ поверхностных проб из \_\_\_ скважин, из них кондиционные – \_\_\_ проб из \_\_\_ скважин, \_\_\_ глубинных проб растворенного газа из \_\_\_ скважин, из них кондиционные – \_\_\_ проб из \_\_\_ скважин, \_\_\_ проб газа и конденсата пластов из \_\_\_ скважин, в том числе \_\_\_ проб из \_\_\_
скважин – кондиционные, \_\_\_ пластовой воды из \_\_\_ скважин, из них кондиционные – \_\_\_ проб из \_\_\_ скважин.

Подсчетные параметры, характеризующие физико-химические свойства (далее – ФХС) пластовой нефти, приняты по результатам \_\_\_[[118]](#footnote-118) собственных пластовых проб флюидов. [[119]](#footnote-119)Для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ параметры приняты по аналогии[[120]](#footnote-120) с залежами \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 1.1).

[[121]](#footnote-121)ФХС свободного газа и содержащегося в нем конденсата залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ приняты по данным собственных \_\_\_ проб, для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ – по аналогии[[122]](#footnote-122) с залежами \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 1.2).

[[123]](#footnote-123)ФХС газа газовых шапок и содержащегося в нем конденсата залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ приняты по данным собственных проб, для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ – по аналогии[[124]](#footnote-124) с залежами \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 1.2).

Нефть залежей \_\_\_ пластов \_\_\_[[125]](#footnote-125).

Нефть залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ содержит попутные полезные компоненты[[126]](#footnote-126).

Растворенный газ \_\_\_ состава. Плотность газа составляет \_\_\_ кг/м3. В составе растворенного газа установлено \_\_\_[[127]](#footnote-127) содержание этан-пропан-бутановой фракции, содержание \_\_\_[[128]](#footnote-128) – \_\_\_[[129]](#footnote-129)50%[[130]](#footnote-130).

Свободный газ \_\_\_ состава. Абсолютная плотность газа составляет \_\_\_ кг/м3.В составе свободного газа содержание этан-пропан-бутановой фракции – \_\_\_[[131]](#footnote-131). Содержание неуглеводородных компонентов составляет: \_\_\_ – \_\_\_%, \_\_\_ – \_\_\_%, содержание \_\_\_[[132]](#footnote-132) – \_\_\_[[133]](#footnote-133) 50%[[134]](#footnote-134).

Газ газовых шапок \_\_\_ состава. Абсолютная плотность газа составляет \_\_\_ кг/м3.В составе газа газовых шапок содержание этан-пропан-бутановой фракции – \_\_\_[[135]](#footnote-135). Содержание неуглеводородных компонентов составляет: \_\_\_ – \_\_\_%, \_\_\_ – \_\_\_%, содержание \_\_\_[[136]](#footnote-136) – \_\_\_[[137]](#footnote-137) 50%[[138]](#footnote-138).

По содержанию конденсата залежи пластов \_\_\_ относятся к \_\_\_[[139]](#footnote-139).

Для свободного газа (газа газовых шапок) залежей \_\_\_ пласта \_\_\_ плотность конденсата составляет \_\_\_ г/см3, потенциальное содержание конденсата на пластовый газ – \_\_\_ г/м3, потенциальное содержание конденсата на «сухой» газ – \_\_\_ г/м3, содержание серы – \_\_\_%.

Общая минерализация пластовых вод составляет \_\_\_ г/дм3, плотность – \_\_\_ кг/м3. В качестве полезных компонентов присутствуют: йод[[140]](#footnote-140) (\_\_\_ мг/дм3), \_\_\_. По химическому составу воды комплекса (по классификации В.А. Сулина) – \_\_\_ типа[[141]](#footnote-141).

Уточнение подсчетных параметров, характеризующих ФХС УВС, произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[142]](#footnote-142).

Выполненный объем исследований свойств \_\_\_[[143]](#footnote-143) залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_[[144]](#footnote-144) для обоснования подсчетных параметров, характеризующих ФХС УВС.

Параметры, характеризующие свойства нефти и растворенного газа подсчетных объектов, \_\_\_[[145]](#footnote-145) быть приняты в представленном варианте.

Принятые для ПЗ начальное пластовое давление, поправки на температуру, отклонения свойств углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта, потенциальное содержание конденсата (таблица 1.2) определены методически \_\_\_[[146]](#footnote-146) и \_\_\_[[147]](#footnote-147) быть приняты в представленном варианте[[148]](#footnote-148).

[[149]](#footnote-149)При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК для обоснования ФХС УВС залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ внесены следующие изменения: \_\_\_.

[[150]](#footnote-150)В связи с недостаточной изученностью месторождения исследованиями проб пластовых флюидов и, соответственно, низкой достоверностью соответствующих подсчетных параметров, необходимо \_\_\_[[151]](#footnote-151).

* 1. ***Обоснование категорий запасов УВС.*** Площади категорий запасов выделены \_\_\_[[152]](#footnote-152) с «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» и «Методическими рекомендациями по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК для приведения площадей категорий запасов залежей в соответствие с требованиями вышеуказанных документов внесены следующие изменения: \_\_\_[[153]](#footnote-153).

* 1. ***Обоснованность выделения объектов и методики подсчета запасов УВС.***
		1. Корреляция продуктивных пластов скважин выполнена методически \_\_\_[[154]](#footnote-154). [[155]](#footnote-155)Изменение индексации залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ по сравнению с ранее утвержденной обусловлено \_\_\_. С представленным обоснованием изменения индексации залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ ЭК \_\_\_[[156]](#footnote-156) (таблицы 1.1, 1.2, 3).
		2. [[157]](#footnote-157)Подсчет геологических запасов \_\_\_[[158]](#footnote-158) выполнен объемным методом по каждой залежи на основе трехмерного геологического моделирования[[159]](#footnote-159), что является обоснованным.

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК внесены следующие изменения \_\_\_[[160]](#footnote-160).

Построение трехмерной геологической модели осуществлено в программном комплексе \_\_\_. Расхождение между количеством запасов, подсчитанных по двухмерной и трехмерной геологическим моделям, составляет от \_\_\_% до \_\_\_%.

Построенная трехмерная геологическая модель месторождения \_\_\_[[161]](#footnote-161) быть использована для ПЗ и как основа для гидродинамического моделирования.

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК в трехмерные геологические модели внесены следующие изменения \_\_\_[[162]](#footnote-162).

* + 1. [[163]](#footnote-163)Подсчет геологических запасов попутных полезных компонентов первой группы \_\_\_[[164]](#footnote-164) выполнен \_\_\_[[165]](#footnote-165) (таблицы 1.1, 1.2).

Запасы попутных компонентов первой группы \_\_\_[[166]](#footnote-166) быть приняты в представленном варианте[[167]](#footnote-167).

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК для обоснования запасов попутных компонентов первой группы внесены следующие изменения \_\_\_[[168]](#footnote-168).

В связи с низкой достоверностью запасов \_\_\_[[169]](#footnote-169) необходимо \_\_\_[[170]](#footnote-170).

* + 1. [[171]](#footnote-171)Запасы попутных полезных компонентов второй группы: \_\_\_[[172]](#footnote-172), содержащиеся в \_\_\_[[173]](#footnote-173), подсчитаны в соответствии с промышленной концентрацией (таблицы 1.3-1.6).

[[174]](#footnote-174)В связи с тем, что \_\_\_[[175]](#footnote-175) имеют концентрацию ниже промышленного значения, подсчет запасов данных попутных полезных компонентов не выполнен.

[[176]](#footnote-176)Концентрация \_\_\_[[177]](#footnote-177) соответствует промышленной, но, учитывая, что количество запасов попутного полезного компонента меньше учетной единицы, их учет на ГБ нецелесообразен.

Запасы попутных компонентов второй группы \_\_\_[[178]](#footnote-178) быть приняты в представленном варианте[[179]](#footnote-179).

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК для обоснования запасов попутных компонентов второй группы внесены следующие изменения \_\_\_[[180]](#footnote-180).

В связи с низкой достоверностью запасов \_\_\_[[181]](#footnote-181) необходимо \_\_\_[[182]](#footnote-182).

* 1. [[183]](#footnote-183) Пласт \_\_\_ относится к продуктивным отложениям \_\_\_.

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК внесены следующие изменения \_\_\_[[184]](#footnote-184).

* 1. В соответствии с приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218 («Порядок определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья» (далее – Порядок)) в материалах и документах по подсчету геологических запасов представлено обоснование показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины \_\_\_[[185]](#footnote-185) залежи(ей).

Для оценки показателя проницаемости использована петрофизическая зависимость
Кпр = f(Кп)[[186]](#footnote-186), построенная по результатам исследования керна пласта \_\_\_. Изучение образцов керна выполнено в лаборатории, имеющей аттестат аккредитации (аттестат аккредитации соответствует требованиям Порядка).

Требования, предъявляемые к построению зависимости, касающиеся выборки по выносу керна, количеству используемых образцов и коэффициенту корреляции, \_\_\_[[187]](#footnote-187) (таблица 7.1).

Определение показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины по сумме всех категорий \_\_\_[[188]](#footnote-188) залежи \_\_\_ пласта \_\_\_ месторождения (таблица 7.2) \_\_\_[[189]](#footnote-189) требованиям Порядка, изложенным в приказе Минприроды России от 15.05.2014 № 218[[190]](#footnote-190).

* 1. [[191]](#footnote-191)В соответствии с определением начального значения вязкости нефти залежь \_\_\_ пласта \_\_\_ относится к сверхвязким (таблица 8).

При рассмотрении представленных материалов по решению ЭК внесены следующие изменения \_\_\_[[192]](#footnote-192).

[[193]](#footnote-193)В связи с недостаточной изученностью месторождения исследованиями проб сверхвязкой нефти необходимо \_\_\_[[194]](#footnote-194).

* 1. [[195]](#footnote-195)В разделе отчета «Информация о мероприятиях по охране недр и окружающей среды» приведена характеристика окружающей среды в районе месторождения, оценка влияния разработки месторождения полезных ископаемых на расположенные вблизи населенные пункты и особо охраняемые территории, необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения, способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных водных объектов и подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственных нужд, предлагаемые способы охраны окружающей среды от опасных отходов при применении новых методов воздействия на пласт[[196]](#footnote-196).

Содержание раздела \_\_\_[[197]](#footnote-197) требованиям нормативных документов[[198]](#footnote-198).

* 1. По замечаниям ЭК, изложенным в пп. \_\_\_, недропользователем внесены изменения в представленный ПЗ. В результате внесенных изменений геологические запасы \_\_\_\_[[199]](#footnote-199) по сумме категорий \_\_\_ по сравнению с представленными \_\_\_\_[[200]](#footnote-200) на \_\_\_ тыс. т/млн м3 (\_\_\_%), в том числе по категории А – на \_\_\_ тыс. т/млн м3 (\_\_\_%), по категории В1 – на \_\_\_ тыс. т/млн м3 (\_\_\_%), по категории В2 – на \_\_\_ тыс. т/млн м3 (\_\_\_%).
1. **Экспертная комиссия по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения УВС отмечает:**

**2.1.** [[201]](#footnote-201)В соответствии с действующим ПТД на месторождении:

* + 1. Выделено \_\_\_ объектов разработки, [[202]](#footnote-202)в том числе [[203]](#footnote-203)\_\_\_.
		2. Разработка объектов осуществляется на \_\_\_ режиме.
	1. Проектный фонд скважин реализован на \_\_\_%. Коэффициент использования фонда добывающих скважин – \_\_\_, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – \_\_\_. Неработающий добывающий фонд составляет \_\_\_ скважин (\_\_\_% от общего фонда добывающих скважин). Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин – \_\_\_, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – \_\_\_.

По состоянию на 01.01.20\_\_[[204]](#footnote-204) \_\_\_[[205]](#footnote-205) находятся в разработке, [[206]](#footnote-206)\_\_\_ объекты в разработку не введены.

Энергетическое состояние залежей \_\_\_[[207]](#footnote-207).

Отклонения фактических показателей разработки от проектных по [[208]](#footnote-208)\_\_\_ не превышали допустимых значений. [[209]](#footnote-209)\_\_\_. [[210]](#footnote-210)\_\_\_.

В представленном на ГЭ ПТД выделено \_\_\_[[211]](#footnote-211) эксплуатационных объектов: \_\_\_[[212]](#footnote-212). ЭК, рассмотрев геолого-физическую характеристику месторождения, согласилась с предложенным подходом к выделению эксплуатационных объектов.

* 1. Относительные фазовые проницаемости (далее – ОФП) продуктивных пластов \_\_\_[[213]](#footnote-213). Коэффициент вытеснения нефти для продуктивных отложений \_\_\_[[214]](#footnote-214).
	2. [[215]](#footnote-215)Проектирование разработки выполнено с помощью цифровых трехмерных геологических и гидродинамических моделей. Для расчета технологических показателей разработки продуктивных пластов месторождения использован программный комплекс \_\_\_. Преобразование геологических моделей в фильтрационные выполнено \_\_\_[[216]](#footnote-216). Фильтрационные модели продуктивных пластов построены в рамках теории изотермической \_\_\_[[217]](#footnote-217) фильтрации.

Начальные геологические запасы УВС, а также подсчетные параметры по пластам месторождения в фильтрационных моделях \_\_\_[[218]](#footnote-218) величинам, представленным к утверждению. [[219]](#footnote-219)\_\_\_.

[[220]](#footnote-220)Для приведения в соответствие геологических запасов УВС, подсчетных параметров, рассчитанных в фильтрационных моделях, величинам, представленным к утверждению, внесены следующие изменения \_\_\_[[221]](#footnote-221).

По мнению ЭК, выбор используемой фильтрационной модели для \_\_\_[[222]](#footnote-222) объекта является \_\_\_[[223]](#footnote-223). [[224]](#footnote-224)\_\_\_. Качество адаптации фильтрационных моделей \_\_\_[[225]](#footnote-225). Представленные геолого-гидродинамические модели \_\_\_[[226]](#footnote-226) быть использованы для расчета прогнозных показателей разработки месторождения. [[227]](#footnote-227)\_\_\_.

[[228]](#footnote-228)Для \_\_\_[[229]](#footnote-229) необходимо \_\_\_[[230]](#footnote-230).

[[231]](#footnote-231)ЭК отмечает, что в качестве обоснования извлекаемых запасов растворенного газа пласта(ов) \_\_\_[[232]](#footnote-232) использовались фильтрационные модели.

 [[233]](#footnote-233)В представленном отчете проведено перераспределение накопленной добычи \_\_\_[[234]](#footnote-234) \_\_\_[[235]](#footnote-235) согласно справке недропользователя.

* 1. [[236]](#footnote-236)По \_\_\_ объектам рассмотрено по \_\_\_ варианта разработки помимо базового.

Для месторождения в целом сформирован один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью вариантов \_\_\_[[237]](#footnote-237) по объектам \_\_\_, характеризующихся наилучшим интегральным показателем Топт(i).

[[238]](#footnote-238)Общий фонд скважин, фонд скважин для бурения, накопленная добыча УВС, рентабельные запасы, коэффициенты извлечения, обоснованные в ПТД, представлены в таблице 5.

* 1. По мнению ЭК, экономические расчеты и формы их представления выполнены методически \_\_\_[[239]](#footnote-239) и \_\_\_[[240]](#footnote-240) возражений. [[241]](#footnote-241)Оценка экономической эффективности разработки месторождения выполнена при условии реализации \_\_\_% нефти на внешнем рынке и \_\_\_% – на внутреннем рынке. [[242]](#footnote-242)Растворенный газ \_\_\_ используется на собственные нужды, остальной объем реализуется на внутреннем рынке. Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 4.

Разработка \_\_\_ месторождения при принятых в расчётах ценах и затратах \_\_\_[[243]](#footnote-243) положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

Основные экономические показатели разработки месторождения в целом представлены в таблице 5.

ЭК, рассмотрев материалы и документы, \_\_\_[[244]](#footnote-244) с предложенными технико-экономическими решениями. [[245]](#footnote-245)\_\_\_. [[246]](#footnote-246)Технологические и рентабельные извлекаемые запасы, коэффициенты извлечения УВС по залежам \_\_\_ месторождения приведены в таблице(ах) \_\_\_[[247]](#footnote-247).

1. **Решение экспертных комиссий:**

**3.1.** [[248]](#footnote-248)Согласиться:с изменением индексации продуктивных пластов\_\_\_ месторождения (таблицы 1.1, 1.2, 3).

**3.2.** [[249]](#footnote-249)Согласиться с корректировкой накопленной добычи \_\_\_[[250]](#footnote-250) \_\_\_ месторождения
(таблицы 1.1, 1.2, 3).

**3.3.** Внести в представленный подсчет запасов УВС \_\_\_ месторождения следующие изменения:

- \_\_\_[[251]](#footnote-251).

**3.4.** Подтвердить, чтопласт \_\_\_ относится[[252]](#footnote-252) к продуктивным отложениям \_\_\_ свиты, пласт \_\_\_ – к продуктивным отложениям \_\_\_ свиты.

**3.5.** Считать обоснованнымизначения показателей проницаемости и эффективные нефтенасыщенные толщины[[253]](#footnote-253) по залежам \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 7.2).

Воздержаться от утверждения значений показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины залежи \_\_\_ пласта \_\_\_ в связи с \_\_\_[[254]](#footnote-254).

**3.6.** [[255]](#footnote-255)Подтвердить, чтонефть залежи \_\_\_ пласта \_\_\_ относится к категории сверхвязких (таблица 8).

**3.7.** Рекомендовать Комиссии Роснедр утвердить по состоянию изученности на 01.01.20\_\_ по \_\_\_ месторождению:

* + - геологические, технологически и рентабельно извлекаемые запасы нефти и коэффициенты извлечения нефти, геологические, технологически извлекаемые запасы растворенного газа, коэффициент извлечения растворенного газа[[256]](#footnote-256) (таблицы 1.1, 2.1);
		- геологические, технологически и рентабельно извлекаемые запасы свободного газа, газа газовой шапки, конденсата и коэффициенты извлечения газа и конденсата (таблицы 1.2, 2.2);
		- геологические, технологически извлекаемые запасы этана, пропана, бутанов[[257]](#footnote-257) в запасах растворенного газа (таблица 1.3);
		- геологические, технологически извлекаемые запасы этана, пропана, бутанов[[258]](#footnote-258) в запасах свободного газа/газе газовых шапок (таблицы 1.4, 1.5);
		- геологические и извлекаемые запасы серы[[259]](#footnote-259) \_\_\_ в запасах нефти (таблица 1.6).

**3.8.** Рекомендовать недропользователю:

- отразить изменение состояния запасов по результатам проведенной государственной экспертизы в форме статистической отчетности 6-гр за 20\_\_ г.;

- \_\_\_[[260]](#footnote-260);

- выполнить представленную в «\_\_\_[[261]](#footnote-261)» программу научно-исследовательских работ и доразведки месторождения.

**3.9.** Рекомендовать ФГБУ «Росгеолфонд»внести изменения в государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по \_\_\_ месторождению (таблица 3) и отразить результаты проведенной государственной экспертизы, изложенной в пп. \_\_\_[[262]](#footnote-262).

**3.10.** Отнести \_\_\_ месторождение в соответствии с действующей «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» по величине начальных извлекаемых запасов – к \_\_\_, по геологическому строению – к \_\_\_.

**3.11.** [[263]](#footnote-263)Считать подготовленным \_\_\_ месторождение к промышленному освоению.

**3.12.** Считать утратившим силу решение ГКЗ Роснедра (протокол от \_\_\_ № \_\_\_)
 в части утверждения запасов УВС \_\_\_ месторождения в связи с их переоценкой.

**Экспертная комиссия по подсчету геологических запасов УВС:**

Руководитель экспертной комиссии

Секретарь экспертной комиссии

Эксперты:

**Экспертная комиссия по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения УВС:**

Руководитель экспертной комиссии

Секретарь экспертной комиссии

Эксперты:

1. Номер и «протокол Роснедра» указываются в случае рассмотрения месторождения, которое по величине начальных извлекаемых запасов углеводородного сырья (далее – УВС) относится к мелким. [↑](#footnote-ref-1)
2. Указывается наименование отчета по подсчету геологических запасов УВС (далее – ПЗ). [↑](#footnote-ref-2)
3. Указывается(ются) вид(ы) углеводородов (нефть, газ, конденсат), по которым представлено обоснование коэффициентов извлечения. [↑](#footnote-ref-3)
4. Указывается наименование проектного технологического документа (далее – ПТД), представленного для проведения государственной экспертизы. [↑](#footnote-ref-4)
5. Указывается пользователь(и) участка(ов) недр. [↑](#footnote-ref-5)
6. Указываются номера и дата выдачи всех лицензий, представленных в ПЗ. [↑](#footnote-ref-6)
7. Указывается(ются) вид(ы) УВС (нефть, газ, конденсат), по которым представлено обоснование коэффициентов извлечения (далее – КИН, КИГ, КИК). [↑](#footnote-ref-7)
8. Указывается город, в котором проводится государственная экспертиза. [↑](#footnote-ref-8)
9. Указывается количество участков недр, номер(а) лицензии(й) и дата выдачи. [↑](#footnote-ref-9)
10. Указывается(ются) пользователь(и) участка(ов) недр. [↑](#footnote-ref-10)
11. Указывается в случае, если часть месторождения выходит в нераспределенный фонд недр (далее – НФН). [↑](#footnote-ref-11)
12. Указывается номер лицензии. [↑](#footnote-ref-12)
13. При наличии нескольких участков недр описываются условия для каждого участка недр. [↑](#footnote-ref-13)
14. Предложение включается в ЭЗ в случае, если ПЗ выполнен не в целом по месторождению, а в границах одного или нескольких УН при наличии согласования Роснедр. [↑](#footnote-ref-14)
15. Указываются номер и дата письма Роснедр о разрешении на проведение ПЗ в границах УН. [↑](#footnote-ref-15)
16. Указываются номера лицензий и даты выдачи. [↑](#footnote-ref-16)
17. Указать при необходимости. [↑](#footnote-ref-17)
18. Указывается(ются) пользователь(и) смежного(ых) участка(ов) недр и номер(а) лицензий. [↑](#footnote-ref-18)
19. Указывается, каким образом осуществлялась разработка месторождения: для разведываемых месторождений – пробная эксплуатация, для разрабатываемых месторождений – промышленная разработка. В случае если разработка месторождения не осуществлялась, данная фраза исключается из экспертного заключения. [↑](#footnote-ref-19)
20. Указывается название действующего ПТД. [↑](#footnote-ref-20)
21. Указываются типы залежей по фазовому состоянию и их количество. [↑](#footnote-ref-21)
22. Указывается размер месторождения (мелкое, среднее, крупное, уникальное) в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69. [↑](#footnote-ref-22)
23. Указывается сложность геологического строения месторождения (простое, сложное, очень сложное) в соответствии с Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477. [↑](#footnote-ref-23)
24. Предложение включается в заключение государственной экспертизы (далее – ЭЗ) в случае, если ПЗ выполнен на месторождении впервые. [↑](#footnote-ref-24)
25. Данные предложения включаются в ЭЗ в случае, если ПЗ выполнен повторно. [↑](#footnote-ref-25)
26. Абзац включается в ЭЗ в случае повторного представления ПЗ. [↑](#footnote-ref-26)
27. Указывается, выполнены или не выполнены. [↑](#footnote-ref-27)
28. Указывается, в полном или неполном объеме. [↑](#footnote-ref-28)
29. В случае если рекомендации не выполнены или выполнены не в полном объеме, указываются причины. [↑](#footnote-ref-29)
30. Перечисляются основные параметры, уточнения которых привели к изменению запасов УВС. [↑](#footnote-ref-30)
31. Информация указывается в ЭЗ при наличии. [↑](#footnote-ref-31)
32. Перечисляются основные параметры, уточнения которых привели к изменению запасов УВС. [↑](#footnote-ref-32)
33. Указывается вид основных полезных ископаемых (нефть, свободный газ, газ газовых шапок) и попутных полезных компонентов первой группы (растворенный газ и конденсат). [↑](#footnote-ref-33)
34. Указываются виды УВС, представленные в ПЗ. [↑](#footnote-ref-34)
35. Указывается предыдущий перед проектированием год. [↑](#footnote-ref-35)
36. Указывается, соответствует или не соответствует. [↑](#footnote-ref-36)
37. Дополнить при наличии скважин другого назначения. [↑](#footnote-ref-37)
38. Здесь и далее указывается соответствующее особенностям данного месторождения. [↑](#footnote-ref-38)
39. Дополнить при наличии скважин другого назначения. [↑](#footnote-ref-39)
40. Указываются причины представления материалов на государственную экспертизу (далее – ГЭ) и особенности выполнения ПЗ и ПТД: первый ПТД, объединение (разделение) месторождений, представление ПЗ по одной или нескольким стратиграфическим единицам (комплексам) и др. При повторном представлении ПЗ указывается информация, полученная и использованная после последнего ПЗ. [↑](#footnote-ref-40)
41. Абзац включается в ЭЗ при наличии нижеперечисленных параметров/факторов. [↑](#footnote-ref-41)
42. Указывается основание для переиндексации пластов. [↑](#footnote-ref-42)
43. Приводится основание для корректировки накопленной добычи УВС. [↑](#footnote-ref-43)
44. Указывается, соответствуют или не соответствуют. [↑](#footnote-ref-44)
45. Указывается, позволяют или не позволяют. [↑](#footnote-ref-45)
46. Для месторождения, переходящего на этап промышленного освоения, представляется вывод о его подготовленности к промышленному освоению. [↑](#footnote-ref-46)
47. Представляется вывод об обоснованности изменения запасов УВС, постановки или списания запасов с ГБ. [↑](#footnote-ref-47)
48. Здесь и далее представляются сведения и итоговые подсчетные параметры, рекомендуемые к утверждению по результатам работы экспертной комиссии (далее – ЭК). [↑](#footnote-ref-48)
49. Информация указывается в ЭЗ при наличии. [↑](#footnote-ref-49)
50. Указывается степень изученности (высокая/низкая). [↑](#footnote-ref-50)
51. Информация указывается в случае повторного предоставления ПЗ на ГЭ. [↑](#footnote-ref-51)
52. Указывается метод определения точности построений. [↑](#footnote-ref-52)
53. Указываются методы выделения тектонических нарушений. [↑](#footnote-ref-53)
54. Приводится в ЭЗ, если для выделения тектонических нарушений использовались сейсмические данные. [↑](#footnote-ref-54)
55. Приводится в ЭЗ при использовании динамического анализа для выделения тектонических нарушений, зон отсутствия коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) пласта. [↑](#footnote-ref-55)
56. Указывается, использованы или не использованы. [↑](#footnote-ref-56)
57. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-57)
58. Перечисляется, что именно может или не может являться основой для определения продуктивности по залежам: построенные на этой основе структурные карты по основным продуктивным пластам, выделенные тектонические нарушения, зоны отсутствия коллекторов, прогноз ФЕС пласта. [↑](#footnote-ref-58)
59. Абзац включается в ЭЗ при наличии. Указываются причины изменения площади нефтегазоносности залежей, по которым произошло наибольшее изменение подсчетного параметра (для многопластовых месторождений – по пластам, группам пластов). [↑](#footnote-ref-59)
60. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-60)
61. Указывается, что именно требует дополнительного обоснования: структурные построения, тектонические нарушения, зоны отсутствия коллекторов, ФЕС. [↑](#footnote-ref-61)
62. Абзац включается в ЭЗ в случае, если это соответствует выводам ЭК. [↑](#footnote-ref-62)
63. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-63)
64. Указывается, хорошее/удовлетворительное/неудовлетворительное качество. [↑](#footnote-ref-64)
65. Абзац включается в ЭЗ в случае, если это соответствует выводам ЭК. [↑](#footnote-ref-65)
66. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-66)
67. Указать типы пород: терригенные, карбонатные и др. с кратким описанием состава пород. При наличии пород разного типа для разных пластов – перечислить. [↑](#footnote-ref-67)
68. Указывается, равномерно или неравномерно изучены керном продуктивные пласты. [↑](#footnote-ref-68)
69. Предложение включается в ЭЗ при наличии данного обстоятельства. [↑](#footnote-ref-69)
70. Абзац включается в ЭЗ в случае, если это соответствует выводам ЭК. [↑](#footnote-ref-70)
71. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-71)
72. Перечисляются сведения, соответствующие испытаниям на данном месторождении, в том числе в эксплуатационных скважинах, указать исследования с помощью ГДК-ОПК. [↑](#footnote-ref-72)
73. Перечисляются сведения, соответствующие испытаниям на данном месторождении, в том числе в эксплуатационных скважинах. [↑](#footnote-ref-73)
74. Указываются пласты, перечень работ и кратко – эффект от проведенных работ. [↑](#footnote-ref-74)
75. Абзац включается в ЭЗ в случае, если это соответствует выводам ЭК. [↑](#footnote-ref-75)
76. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-76)
77. Уточнить: водонефтяной, газонефтяной, газоводяной контакты, условный подсчетный уровень (далее – ВНК, ГНК, ГВК, УПУ соответственно). [↑](#footnote-ref-77)
78. Указать соответствующее данному месторождению. [↑](#footnote-ref-78)
79. Абзац включается в ЭЗ при наличии. Указываются причины изменения уровней межфлюидных контактов по залежам пластов, по которым произошло наибольшее изменение. [↑](#footnote-ref-79)
80. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-80)
81. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-81)
82. Представляются сведения и итоговые подсчетные параметры, рекомендуемые к утверждению по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-82)
83. Указывается, позволили или не позволили провести достоверную интерпретацию данных ГИС. [↑](#footnote-ref-83)
84. Указать граничные значения всех соответствующих подсчетных параметров, в том числе принятых по аналогии. [↑](#footnote-ref-84)
85. Указывается, газо- или нефтенасыщенные толщины. [↑](#footnote-ref-85)
86. Абзац включается в ЭЗ при наличии. Указываются причины изменения эффективных \_\_\_насыщенных толщин, определенных по данным ГИС, а также средневзвешенных газо- или нефтенасыщенных толщин по залежам пластов, по которым произошло наибольшее изменение подсчетного параметра (для многопластовых месторождений – по пластам, группам пластов). [↑](#footnote-ref-86)
87. Указать, верно или неверно. [↑](#footnote-ref-87)
88. Указывается, газо- или нефтенасыщенные толщины. [↑](#footnote-ref-88)
89. Указывается метод: по данным геологического моделирования либо другим методом. [↑](#footnote-ref-89)
90. Указывается обоснованность и возможность использования эффективных нефте- или газонасыщенных толщин для ПЗ, в случае необоснованности – привести причины. [↑](#footnote-ref-90)
91. Указать, могут или не могут быть использованы. [↑](#footnote-ref-91)
92. Указывается, газо- или нефтенасыщенные толщины. [↑](#footnote-ref-92)
93. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-93)
94. Указывается, газо- или нефтенасыщенные толщины. [↑](#footnote-ref-94)
95. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-95)
96. Перечислить методы ГИС. [↑](#footnote-ref-96)
97. Указывае(ю)тся метод(ы) ГИС. В случае если при определении коэффициентов открытой пористости разных пластов (залежей) используются разные методы ГИС, перечислить. [↑](#footnote-ref-97)
98. Абзац включается в ЭЗ при наличии. [↑](#footnote-ref-98)
99. Абзац включается в ЭЗ при наличии. Указываются причины изменения коэффициентов открытой пористости по залежам пластов, по которым произошло наибольшее изменение подсчетного параметра (для многопластовых месторождений – по пластам, группам пластов). [↑](#footnote-ref-99)
100. Указывается метод: по данным геологического моделирования либо другим методом. [↑](#footnote-ref-100)
101. Указывается обоснованность и возможность использования коэффициентов открытой пористости для ПЗ, в случае необоснованности – привести причины. [↑](#footnote-ref-101)
102. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-102)
103. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-103)
104. Указывается, газонасыщенность или нефтенасыщенность, или то и другое. [↑](#footnote-ref-104)
105. Указываются все зависимости, используемые для определения коэффициентов нефтегазонасыщенности. Указать для газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности (далее – Кно), принятое для определения коэффициента газонасыщенности (отметить, если Кно не учитывалось). [↑](#footnote-ref-105)
106. Абзац включается в ЭЗ при наличии. [↑](#footnote-ref-106)
107. Абзац включается в ЭЗ при наличии. Указываются причины изменения коэффициента \_\_\_насыщенности по залежам пластов, по которым произошло наибольшее изменение подсчетного параметра (для многопластовых месторождений – по пластам, группам пластов). [↑](#footnote-ref-107)
108. Указывается метод: средневзвешенные значения по скважинам или по данным геологического моделирования. [↑](#footnote-ref-108)
109. Указывается обоснованность и возможность использования коэффициента \_\_\_насыщенности для ПЗ, в случае необоснованности – указать причины. [↑](#footnote-ref-109)
110. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-110)
111. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-111)
112. Представляются сведения и итоговые подсчетные параметры, рекомендуемые к утверждению по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-112)
113. Из предложенного списка выбираются данные, характерные для месторождения, указать наличие рекомбинированных проб. [↑](#footnote-ref-113)
114. Указать наличие рекомбинированных проб. [↑](#footnote-ref-114)
115. Указать наличие рекомбинированные проб. [↑](#footnote-ref-115)
116. Указывается отдельно для каждого полезного ископаемого. [↑](#footnote-ref-116)
117. Из предложенного списка выбираются данные, характерные для данного месторождения, указать наличие рекомбинированных проб. [↑](#footnote-ref-117)
118. Указывается метод: однократная или ступенчатая сепарация, дифференциальное разгазирование. [↑](#footnote-ref-118)
119. Указать при наличии. [↑](#footnote-ref-119)
120. Указать причины использования аналогии: из-за отсутствия собственных исследований свойств УВС или их недостаточного количества. [↑](#footnote-ref-120)
121. Включается в текст ЭЗ при соответствии особенностям данного ПЗ. [↑](#footnote-ref-121)
122. Указать причины использования аналогии: из-за отсутствия собственных исследований свойств УВС или их недостаточного количества. [↑](#footnote-ref-122)
123. Включается в текст ЭЗ при соответствии особенностям данного ПЗ. [↑](#footnote-ref-123)
124. Указать причины использования аналогии: из-за отсутствия собственных исследований свойств УВС или их недостаточного количества. [↑](#footnote-ref-124)
125. Указываются типы нефти по плотности, вязкости, содержанию серы, смол и асфальтенов, количеству парафинов с указанием величин или концентрации (для многозалежных месторождений – указать диапазон значений по группе пластов). [↑](#footnote-ref-125)
126. Указываются попутные полезные компоненты промышленной концентрации, содержащиеся в нефти, с указанием концентрации. [↑](#footnote-ref-126)
127. Указывается, кондиционное или некондиционное содержание этан-пропан-бутановой фракции в составе растворенного газа. [↑](#footnote-ref-127)
128. Указывается содержание азота и (или) углекислого газа. [↑](#footnote-ref-128)
129. Указывается, более или менее 50%. [↑](#footnote-ref-129)
130. В случае если содержание азота и (или) углекислого газа более 50%, то есть растворенный газ является негорючим, в ЭЗ указывается, что он не подсчитывается и не учитывается на ГБ. [↑](#footnote-ref-130)
131. Указывается, кондиционное или некондиционное содержание этан-пропан-бутановой фракции в составе свободного газа. [↑](#footnote-ref-131)
132. Указывается содержание азота и (или) углекислого газа. [↑](#footnote-ref-132)
133. Указывается, более или менее 50%. [↑](#footnote-ref-133)
134. В случае если газ является негорючим (содержание азота и (или) углекислого газа некондиционное (более 50%)), в ЭЗ указывается, что он не подлежит учету на ГБ. [↑](#footnote-ref-134)
135. Указывается, кондиционное или некондиционное содержание этан-пропан-бутановой фракции в составе газа газовых шапок. [↑](#footnote-ref-135)
136. Указывается содержание азота и (или) углекислого газа. [↑](#footnote-ref-136)
137. Указывается, более или менее 50%. [↑](#footnote-ref-137)
138. В случае если газ является негорючим (содержание азота и (или) углекислого газа некондиционное (более 50%)), в ЭЗ указывается, что он не подлежит учету на ГБ. [↑](#footnote-ref-138)
139. Указываются типы залежей по содержанию конденсата дифференцировано для газа газовых шапок и залежей свободного газа: низко-, средне-, высоко-, уникальноконденсатные. [↑](#footnote-ref-139)
140. Указать характерные для данного месторождения попутные полезные компоненты. [↑](#footnote-ref-140)
141. При наличии в многопластовых месторождениях нескольких гидрогеологических комплексов, к которым приурочены продуктивные пласты, приводятся только характеристики комплексов с продуктивными пластами. [↑](#footnote-ref-141)
142. Абзац включается в ЭЗ при наличии. Указываются причины изменения подсчетных параметров, характеризующих ФХС УВС по залежам пластов, по которым произошло наибольшее изменение подсчетного параметра (для многопластовых месторождений – по пластам, группам пластов). [↑](#footnote-ref-142)
143. Указываются виды УВС: нефти, растворенного газа, свободного газа, газа газовых шапок, конденсата. [↑](#footnote-ref-143)
144. Указывается, достаточный или недостаточный объем исследований свойств УВС. [↑](#footnote-ref-144)
145. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-145)
146. Указывается, верно или неверно. [↑](#footnote-ref-146)
147. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-147)
148. В случае если параметры не могут быть приняты в представленном варианте, приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-148)
149. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-149)
150. Абзац включается в ЭЗ в случае, если это соответствует выводам ЭК. [↑](#footnote-ref-150)
151. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-151)
152. Указывается, в соответствии или с отступлением. [↑](#footnote-ref-152)
153. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-153)
154. Указать, верно или неверно. При несогласии ЭК приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-154)
155. Указывается при наличии. [↑](#footnote-ref-155)
156. Указывается решение ЭК, согласилась или не согласилась. При несогласии ЭК приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-156)
157. Представляются итоговые решения по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-157)
158. Указываются основные полезные ископаемые: нефть, свободный газ, газ газовых шапок. [↑](#footnote-ref-158)
159. В случае, если использованы иные методы – перечисляются. [↑](#footnote-ref-159)
160. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-160)
161. Указывается, может или не может. [↑](#footnote-ref-161)
162. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-162)
163. Представляются итоговые запасы, рекомендуемые к утверждению по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-163)
164. Указывается, растворенный газ и (или) конденсат. [↑](#footnote-ref-164)
165. Указывается методика подсчета запасов растворенного газа и (или) конденсата. [↑](#footnote-ref-165)
166. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-166)
167. В случае если запасы не могут быть приняты в представленном варианте, приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-167)
168. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-168)
169. Указывается: растворенный газ и (или) конденсат. [↑](#footnote-ref-169)
170. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-170)
171. Представляются итоговые запасы, рекомендуемые к утверждению по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-171)
172. Перечисляются виды попутных полезных компонентов второй группы, запасы которых подсчитывались в данном ПЗ. [↑](#footnote-ref-172)
173. Перечисляются виды УВС: нефть, растворенный газ, свободный газ, газ газовых шапок, конденсат, в которых содержатся попутные полезные компоненты второй группы. [↑](#footnote-ref-173)
174. Данное предложение включается в ЭЗ при необходимости. [↑](#footnote-ref-174)
175. Перечисляются виды попутных полезных компонентов второй группы, которые имеются на данном месторождении, но не подсчитывались. [↑](#footnote-ref-175)
176. Данное предложение включается в ЭЗ при необходимости. [↑](#footnote-ref-176)
177. Перечисляются виды попутных полезных компонентов второй группы, запасы которых подсчитывались в данном ПЗ, но количество запасов меньше учетной единицы. [↑](#footnote-ref-177)
178. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-178)
179. В случае если запасы не могут быть приняты в представленном варианте, приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-179)
180. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-180)
181. Указываются виды попутных полезных компонентов второй группы. [↑](#footnote-ref-181)
182. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-182)
183. Пункт включается в ЭЗ в случае, если в отчет по ПЗ включено определение стратиграфической принадлежности продуктивных отложений. Представляются сведения и итоговые решения по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-183)
184. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-184)
185. Указать общее количество залежей, представленных на государственную экспертизу с определением показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины. [↑](#footnote-ref-185)
186. Указать соответствующее данному месторождению. [↑](#footnote-ref-186)
187. Указывается, соблюдены или не соблюдены требования. [↑](#footnote-ref-187)
188. Перечислить категории. [↑](#footnote-ref-188)
189. Указывается, соответствует или не соответствует. [↑](#footnote-ref-189)
190. В случае если показатель проницаемости не соответствует требованиям, приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-190)
191. Указать при наличии. Представляются сведения и итоговые подсчетные параметры, рекомендуемые к утверждению по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-191)
192. Абзац включается в ЭЗ при наличии замечаний ЭК. [↑](#footnote-ref-192)
193. Абзац включается в ЭЗ в случае, если это соответствует выводам ЭК. [↑](#footnote-ref-193)
194. Приводятся конкретные рекомендации ЭК недропользователю для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-194)
195. Пункт указывается в соответствии с действующей редакцией нормативных документов. [↑](#footnote-ref-195)
196. Перечислить соответствующее данному месторождению. [↑](#footnote-ref-196)
197. Указывается, соответствует или не соответствует. [↑](#footnote-ref-197)
198. При несоответствии приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-198)
199. Указываются изменения количества запасов по каждому виду УВС. Отметить, если изменения отсутствуют. [↑](#footnote-ref-199)
200. Указывается, увеличились или уменьшились. [↑](#footnote-ref-200)
201. Информация приводится в случае, если на рассмотрение ЭК представлен не первый ПТД на разработку месторождения. [↑](#footnote-ref-201)
202. Информация приводится в случае, если на месторождении выделено более одного объекта разработки. [↑](#footnote-ref-202)
203. Указывается в случае если на месторождении выделены как нефтяные, так и газовые эксплуатационные объекты (далее – ЭО). [↑](#footnote-ref-203)
204. Указывается текущий год. [↑](#footnote-ref-204)
205. Указывается, какие объекты находятся в разработке и в каком количестве. [↑](#footnote-ref-205)
206. Информация приводится в случае если данное обстоятельство соответствует действительности. [↑](#footnote-ref-206)
207. Указывается, удовлетворительное или неудовлетворительное. [↑](#footnote-ref-207)
208. Указывается, по месторождению в целом или в пределах УН, пласта/горизонта, если ПТД составлен не в целом по месторождению, а в границах одного или нескольких УН при наличии согласования Роснедр. [↑](#footnote-ref-208)
209. Указываются причины отклонений, если они выше допустимых. [↑](#footnote-ref-209)
210. Приводится оценка применяемой системы разработки. [↑](#footnote-ref-210)
211. Указывается количество эксплуатационных объектов. [↑](#footnote-ref-211)
212. Перечисляются ЭО. [↑](#footnote-ref-212)
213. Указываются: определены на собственном керне (\_\_\_ определений)/приняты по аналогии. [↑](#footnote-ref-213)
214. Указывается: рассчитан с использованием результатов экспериментов на собственном керне/принят по аналогии. [↑](#footnote-ref-214)
215. Представляются сведения и итоговые решения по результатам работы ЭК. [↑](#footnote-ref-215)
216. Указывается, без ремасштабирования или с ремасштабированием. [↑](#footnote-ref-216)
217. Указывается тип фильтрации: трехфазной или двухфазной. [↑](#footnote-ref-217)
218. Указывается, соответствуют или не соответствуют представленным к утверждению. [↑](#footnote-ref-218)
219. Приводится обоснование вывода ЭК, если запасы и параметры не соответствуют. [↑](#footnote-ref-219)
220. Данное предложение включается в ЭЗ в случае, если это соответствует решению ЭК. [↑](#footnote-ref-220)
221. Приводятся конкретные рекомендации. [↑](#footnote-ref-221)
222. Перечисляются ЭО. В случае, если данное утверждение относится для всех ЭО, можно использовать: «для всех» или «для каждого». [↑](#footnote-ref-222)
223. Указывается, обоснованным или необоснованным. [↑](#footnote-ref-223)
224. Приводится обоснование вывода ЭК, если дано отрицательное заключение. [↑](#footnote-ref-224)
225. Указывается, удовлетворительное или неудовлетворительное. [↑](#footnote-ref-225)
226. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-226)
227. Приводится обоснование вывода ЭК, если дано отрицательное заключение. [↑](#footnote-ref-227)
228. Данное предложение включается в ЭЗ в случае, если используемая фильтрационная модель для объекта признана ЭК необоснованной. Приводится обоснование вывода ЭК. [↑](#footnote-ref-228)
229. Указывается, что именно необходимо изменить. [↑](#footnote-ref-229)
230. Приводятся рекомендации. [↑](#footnote-ref-230)
231. Данное предложение включается в ЭЗ в случае, если извлекаемые запасы растворенного газа рассчитывались на фильтрационной модели. [↑](#footnote-ref-231)
232. Указывается название пласта(ов). [↑](#footnote-ref-232)
233. Данное предложение включается в ЭЗ в случае, если произошло перераспределение добычи между пластами. [↑](#footnote-ref-233)
234. Указывается вид УВС. [↑](#footnote-ref-234)
235. Указываются названия пластов. [↑](#footnote-ref-235)
236. Здесь и далее указывается то, что соответствует особенностям данного месторождения. [↑](#footnote-ref-236)
237. Указать номера рекомендуемых вариантов по объектам. [↑](#footnote-ref-237)
238. Здесь и далее указывается то, что соответствует особенностям данного месторождения. [↑](#footnote-ref-238)
239. Указывается, верно или не верно. [↑](#footnote-ref-239)
240. Указывается, вызывают или не вызывают. [↑](#footnote-ref-240)
241. Здесь и далее указывается то, что соответствует особенностям данного месторождения. [↑](#footnote-ref-241)
242. Указывается то, что соответствует особенностям данного месторождения. [↑](#footnote-ref-242)
243. Указывается, обеспечивает или не обеспечивает. [↑](#footnote-ref-243)
244. Указывается, согласилась или не согласилась. [↑](#footnote-ref-244)
245. Приводится обоснование вывода ЭК, если дано отрицательное заключение. [↑](#footnote-ref-245)
246. Данное предложение включается текст ЭЗ в случае положительного решения ЭК. [↑](#footnote-ref-246)
247. Указать в соответствии с особенностями данного месторождения – таблицы 2.1 и (или) 2.2. [↑](#footnote-ref-247)
248. Указать при наличии. [↑](#footnote-ref-248)
249. Указать при наличии. [↑](#footnote-ref-249)
250. Указать вид УВС. [↑](#footnote-ref-250)
251. Перечисляются замечания, изложенные в ЭЗ, приведшие к изменению запасов УВС. [↑](#footnote-ref-251)
252. Указываются продуктивные отложения: баженовские, абалакские, хадумские, доманиковые, а также продуктивные отложения тюменской свиты. [↑](#footnote-ref-252)
253. Указывается при наличии обоснования показателей проницаемости эффективной нефтенасыщенной толщины. [↑](#footnote-ref-253)
254. Указывается в случае решения ЭК воздержаться от утверждения обоснования проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины. [↑](#footnote-ref-254)
255. Указать при наличии. [↑](#footnote-ref-255)
256. Коэффициент извлечения растворенного газа включается в таблицу только в случае подсчета извлекаемых запасов растворенного газа на основе гидродинамического моделирования. [↑](#footnote-ref-256)
257. Указать при наличии, в т.ч. других попутных полезных компонентов промышленной концентрации. [↑](#footnote-ref-257)
258. Указать при наличии, в т.ч. других попутных полезных компонентов промышленной концентрации. [↑](#footnote-ref-258)
259. Указать при наличии, в т.ч. других попутных полезных компонентов промышленной концентрации. [↑](#footnote-ref-259)
260. Перечислить рекомендации по дальнейшему геологическому изучению недр, которые даны недропользователю при проведении ГЭ по ПЗ и ПТД. [↑](#footnote-ref-260)
261. Указывается название ПТД. [↑](#footnote-ref-261)
262. Указывается соответствующий пункт ЭЗ с перечнем утверждаемых таблиц. [↑](#footnote-ref-262)
263. Пункт включается в Решения в случае если ПЗ представляется впервые вместе с технологической схемой разработки месторождения. [↑](#footnote-ref-263)