**МАКЕТ**

**РЕФЕРАТ** (авторская справка)

об особенностях геологического строения,

проведенных геологоразведочных работах

и результатах подсчета запасов нефти и горючих газов

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_[[1]](#footnote-1)

Лицензия: \_\_\_[[2]](#footnote-2)

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

Месторождение расположено в пределах \_\_\_[[3]](#footnote-3), принадлежащих \_\_\_[[4]](#footnote-4),
и в нераспределенном фонде недр[[5]](#footnote-5). В соответствии с лицензионными обязательствами \_\_\_[[6]](#footnote-6) целевое назначение и вид работ включает \_\_\_[[7]](#footnote-7). Верхней границей участка недр (далее – УН) является \_\_\_, нижней – \_\_\_.

[[8]](#footnote-8)Подсчет геологических запасов УВС (далее – ПЗ) выполнен в границах УН (\_\_\_)[[9]](#footnote-9) в соответствии с письмом Роснедр (\_\_\_)[[10]](#footnote-10).

[[11]](#footnote-11)Структурные построения, границы залежей, подсчетные параметры, категории и объемы запасов нефти и горючих газов согласованы с недропользователем смежного участка недр \_\_\_ (\_\_\_)[[12]](#footnote-12).

Месторождение открыто в \_\_\_ году, введено в \_\_\_[[13]](#footnote-13) в \_\_\_ году. Действующим проектным технологическим документом (далее – ПТД) является \_\_\_[[14]](#footnote-14) (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 \_\_\_[[15]](#footnote-15). Основные запасы нефти месторождения приурочены к залежам пластов \_\_\_, газа – к залежам пластов \_\_\_.

По величине начальных извлекаемых запасов УВС месторождение относится к \_\_\_[[16]](#footnote-16), по сложности геологического строения – к \_\_\_[[17]](#footnote-17).

[[18]](#footnote-18)ПЗ в целом по месторождению представляется на государственную экспертизу впервые. [[19]](#footnote-19)Запасы УВС месторождения при ПЗ утверждены в \_\_\_ годах. Последний ПЗ утвержден протоколом Роснедра от \_\_\_ № \_\_\_.

[[20]](#footnote-20)Согласно протоколу \_\_\_ от \_\_\_ № \_\_\_ недропользователю даны рекомендации: \_\_\_. Рекомендации недропользователем \_\_\_[[21]](#footnote-21) в \_\_\_[[22]](#footnote-22) объеме[[23]](#footnote-23).

По сравнению с утвержденными в ПЗ \_\_\_ года рекомендуемые к утверждению начальные геологические запасы \_\_\_ по сумме категорий \_\_\_ изменились на \_\_\_% за счет: \_\_\_[[24]](#footnote-24).

[[25]](#footnote-25)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: \_\_\_[[26]](#footnote-26).

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

– \_\_\_[[27]](#footnote-27):

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[[28]](#footnote-28) \_\_\_ 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 коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) – \_\_\_. Накопленная добыча жидкости –
\_\_\_ тыс. т, обводненность – \_\_\_%. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 воды, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%. Использование растворённого газа в [[29]](#footnote-29)\_\_ году составило \_\_\_%, что \_\_\_[[30]](#footnote-30) проектным решениям действующего ПТД. Текущий коэффициент извлечения газа (далее – КИГ) – \_\_\_. Текущий коэффициент извлечения конденсата (далее –КИК) – \_\_\_.

По состоянию на 01.01.20\_\_ на месторождении пробурено \_\_\_ скважин, из них \_\_\_ поисковых, \_\_\_ разведочных и \_\_\_ эксплуатационных, в том числе \_\_\_ наклонных, \_\_\_ горизонтальных, \_\_\_ боковых стволов[[31]](#footnote-31).

[[32]](#footnote-32)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[[33]](#footnote-33).

ПЗ и ПТД по \_\_\_ месторождению выполнены по состоянию изученности на 01.01.20\_\_
по результатам \_\_\_ с целью \_\_\_[[34]](#footnote-34).

В представленных документах и материалах представлено обоснование[[35]](#footnote-35):

- изменения индексациипластов в результате \_\_\_[[36]](#footnote-36) (таблица 3);

- корректировки накопленной добычи УВС в связи с \_\_\_[[37]](#footnote-37) (таблица 3).

**1. Особенности геологического строения, проведенные геологоразведочные работы, результаты подсчета геологических запасов УВС:**

* 1. ***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 \_\_\_[[38]](#footnote-38), 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 \_\_\_[[39]](#footnote-39) степень изученности месторождения сейсморазведочными работами.

На месторождении сейсмостратиграфическая привязка выполнена в \_\_\_ скважинах, в том числе после ПЗ \_\_\_ года – в \_\_\_ скважинах[[40]](#footnote-40).

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 \_\_\_[[41]](#footnote-41). Точность структурных построений для отражающих горизонтов составляет: \_\_\_ м.

Для обоснования выделения тектонических нарушений использованы результаты сейсмических исследований (\_\_\_)[[42]](#footnote-42) с учетом данных бурения скважин[[43]](#footnote-43).

При обосновании \_\_\_[[44]](#footnote-44) \_\_\_[[45]](#footnote-45) результаты динамического анализа.

Выполненная совместная интерпретация данных сейсморазведочных работ 2D, 3D и ГИС \_\_\_[[46]](#footnote-46) служить основой для \_\_\_[[47]](#footnote-47).

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[[48]](#footnote-48).

[[49]](#footnote-49)В связи с недостаточной изученностью месторождения данными сейсморазведочных работ и, соответственно, низкой достоверностью соответствующих подсчетных параметров необходимо \_\_\_[[50]](#footnote-50).

* 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 \_\_\_[[51]](#footnote-51). К недостаткам выполненного комплекса ГИС следует отнести \_\_\_.

[[52]](#footnote-52)В связи с недостаточной изученностью месторождения данными ГИС и, соответственно, низкой достоверностью определения соответствующих подсчетных параметров необходимо \_\_\_[[53]](#footnote-53).

* 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 4.

Пласты \_\_\_ представлены \_\_\_[[54]](#footnote-54) породами.

Продуктивные пласты \_\_\_ изучены керном \_\_\_[[55]](#footnote-55): максимальное количество исследований приходится на пласты \_\_\_, менее изучены пласты \_\_\_, пласты \_\_\_ керном
не охарактеризованы[[56]](#footnote-56).

[[57]](#footnote-57)В связи с недостаточной изученностью пластов \_\_\_ исследованиями керна и, соответственно, низкой достоверностью соответствующих подсчетных параметров необходимо \_\_\_[[58]](#footnote-58).

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

По состоянию на 01.01.20\_\_ в целом по месторождению в открытом стволе \_\_\_ скважин испытано \_\_\_ объектов. [[59]](#footnote-59)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. [[60]](#footnote-60)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\_\_\_[[61]](#footnote-61).

[[62]](#footnote-62)В связи с недостаточной изученностью пластов \_\_\_ испытаниями необходимо \_\_\_[[63]](#footnote-63).

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

Положение уровней \_\_\_[[64]](#footnote-64) установлено по результатам комплексной интерпретации данных ГИС, керна и результатам опробований[[65]](#footnote-65).

Уточнение уровней \_\_\_ произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[66]](#footnote-66).

В связи с недостаточным обоснованием уровней \_\_\_ залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ необходимо \_\_\_[[67]](#footnote-67).

**1.6. *Обоснование подсчетных параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.***

Анализ комплексного использования материалов ГИС, керна, промысловых испытаний\_\_\_[[68]](#footnote-68) 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 \_\_\_[[69]](#footnote-69).

Характер насыщенности коллекторов определен \_\_\_.

Уточнение эффективных \_\_\_[[70]](#footnote-70) толщин произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[71]](#footnote-71).

В связи с недостаточным обоснованием эффективных \_\_\_[[72]](#footnote-72) толщин пластов \_\_\_ и, соответственно, низкой достоверностью подсчетного параметра необходимо \_\_\_[[73]](#footnote-73).

**1.6.1.** Коэффициенты открытой пористости коллекторов определены по \_\_\_[[74]](#footnote-74). В качестве основного метода для обоснования коэффициентов открытой пористости использованы данные \_\_\_[[75]](#footnote-75), при их отсутствии – данные \_\_\_.

 [[76]](#footnote-76)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[[77]](#footnote-77).

Коэффициенты открытой пористости, принятые для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_, определены по \_\_\_[[78]](#footnote-78).

В связи с недостаточным обоснованием коэффициентов открытой пористости пластов \_\_\_ и, соответственно, низкой достоверностью подсчетного параметра необходимо \_\_\_[[79]](#footnote-79).

**1.6.2.** Определение коэффициента \_\_\_насыщенности[[80]](#footnote-80) выполнено \_\_\_[[81]](#footnote-81).

[[82]](#footnote-82)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[[83]](#footnote-83).

Коэффициенты \_\_\_насыщенности по залежам \_\_\_ пластов \_\_\_ определены\_\_\_[[84]](#footnote-84).

В связи с недостаточным обоснованием коэффициентов \_\_\_насыщенности пластов \_\_\_ и, соответственно, низкой достоверностью подсчетного параметра необходимо \_\_\_[[85]](#footnote-85).

**1.7. *Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов.***
[[86]](#footnote-86)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.

[[87]](#footnote-87)Состав и свойства растворенного газа исследованы по \_\_\_ глубинным пробам из \_\_\_ скважин, из них кондиционные – \_\_\_ проб из \_\_\_ скважин.

[[88]](#footnote-88)Состав и свойства газа (свободного/газа газовых шапок)[[89]](#footnote-89) 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.

[[90]](#footnote-90)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 \_\_\_[[91]](#footnote-91) собственных пластовых проб флюидов. [[92]](#footnote-92)Для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ параметры приняты по аналогии[[93]](#footnote-93) с залежами \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 1.1).

[[94]](#footnote-94)ФХС свободного газа и содержащегося в нем конденсата залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ приняты по данным собственных \_\_\_ проб, для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ – по аналогии[[95]](#footnote-95) с залежами \_\_\_ пластов\_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 1.2).

[[96]](#footnote-96)ФХС газа газовых шапок и содержащегося в нем конденсата залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ приняты по данным собственных проб, для залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ – по аналогии[[97]](#footnote-97) с залежами \_\_\_ пластов\_\_\_ \_\_\_ месторождения (таблица 1.2).

Нефть залежей \_\_\_ пластов \_\_\_[[98]](#footnote-98).

Нефть залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ содержит попутные полезные компоненты[[99]](#footnote-99).

Растворенный газ \_\_\_ состава. Плотность газа составляет \_\_\_ кг/м3. В составе растворенного газа установлено \_\_\_[[100]](#footnote-100) содержание этан-пропан-бутановой фракции, содержание \_\_\_[[101]](#footnote-101) – \_\_\_[[102]](#footnote-102)50%[[103]](#footnote-103).

Свободный газ \_\_\_ состава. Абсолютная плотность газа составляет \_\_\_ кг/м3.В составе свободного газа содержание этан-пропан-бутановой фракции – \_\_\_[[104]](#footnote-104). Содержание неуглеводородных компонентов составляет: \_\_\_ – \_\_\_%, \_\_\_ – \_\_\_%, содержание \_\_\_[[105]](#footnote-105) – \_\_\_[[106]](#footnote-106) 50%[[107]](#footnote-107).

Газ газовых шапок \_\_\_ состава. Абсолютная плотность газа составляет \_\_\_ кг/м3.В составе газа газовых шапок содержание этан-пропан-бутановой фракции – \_\_\_[[108]](#footnote-108). Содержание неуглеводородных компонентов составляет: \_\_\_ – \_\_\_%, \_\_\_ – \_\_\_%, содержание \_\_\_[[109]](#footnote-109) – \_\_\_[[110]](#footnote-110) 50%[[111]](#footnote-111).

По содержанию конденсата залежи пластов \_\_\_ относятся к \_\_\_[[112]](#footnote-112).

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[[113]](#footnote-113) (\_\_\_ мг/дм3), \_\_\_. По химическому составу воды комплекса (по классификации В.А. Сулина) – \_\_\_ типа[[114]](#footnote-114).

Уточнение подсчетных параметров, характеризующих ФХС УВС, произошло в результате использования новой и (или) пересмотра ранее полученной информации[[115]](#footnote-115).

Выполненный объем исследований свойств \_\_\_[[116]](#footnote-116) залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ \_\_\_[[117]](#footnote-117) для обоснования подсчетных параметров, характеризующих ФХС УВС.

[[118]](#footnote-118)В связи с недостаточной изученностью месторождения исследованиями проб пластовых флюидов и, соответственно, низкой достоверностью соответствующих подсчетных параметров, необходимо \_\_\_[[119]](#footnote-119).

* 1. ***Обоснование категорий запасов УВС.*** Площади категорий запасов выделены в соответствии с «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» и «Методическими рекомендациями по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».
	2. ***Обоснованность выделения объектов и методики подсчета запасов УВС.***

**1.9.1.** [[120]](#footnote-120)Изменение индексации залежей \_\_\_ пластов \_\_\_ по сравнению с ранее утвержденной обусловлено \_\_\_ (таблицы 1.1, 1.2, 3).

**1.9.2**. Подсчет геологических запасов \_\_\_[[121]](#footnote-121) выполнен объемным методом по каждой залежи на основе трехмерного геологического моделирования[[122]](#footnote-122).

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 \_\_\_[[123]](#footnote-123) быть использована для ПЗ и как основа для гидродинамического моделирования.

* + 1. Подсчет геологических запасов попутных полезных компонентов первой группы \_\_\_[[124]](#footnote-124) выполнен \_\_\_[[125]](#footnote-125) (таблицы 1.1, 1.2).

В связи с низкой достоверностью запасов \_\_\_[[126]](#footnote-126) необходимо \_\_\_[[127]](#footnote-127).

* + 1. Запасы попутных полезных компонентов второй группы: \_\_\_[[128]](#footnote-128), содержащиеся в \_\_\_[[129]](#footnote-129) подсчитаны в соответствии с промышленной концентрацией (таблицы 1.3-1.6).

[[130]](#footnote-130)В связи с тем, что \_\_\_[[131]](#footnote-131) имеют концентрацию ниже промышленного значения, подсчет запасов данных попутных полезных компонентов не выполнен.

[[132]](#footnote-132)Концентрация \_\_\_[[133]](#footnote-133) соответствует промышленной, но, учитывая, что количество запасов попутного полезного компонента меньше учетной единицы, их учет на ГБ нецелесообразен.

В связи с низкой достоверностью запасов \_\_\_[[134]](#footnote-134) необходимо \_\_\_[[135]](#footnote-135).

* 1. [[136]](#footnote-136)Пласт \_\_\_ относится к продуктивным отложениям \_\_\_.
	2. 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 \_\_\_[[137]](#footnote-137) залежи(ей).

Для оценки показателя проницаемости использована петрофизическая зависимость
Кпр = f(Кп)[[138]](#footnote-138), построенная по результатам исследования керна пласта \_\_\_. Изучение образцов керна выполнено в лаборатории, имеющей аттестат аккредитации (аттестат аккредитации соответствует требованиям Порядка).

Информация по выносу керна, количеству используемых образцов и коэффициенту корреляции, представлена в таблице 5.1.

Определение показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины по сумме всех категорий \_\_\_[[139]](#footnote-139) залежи \_\_\_ пласта \_\_\_ \_\_\_ месторождения представлено
в таблице 5.2.

**1.12.** [[140]](#footnote-140)В соответствии с определением начального значения вязкости нефти залежь \_\_\_ пласта \_\_\_ относится к сверхвязким (таблица 6).

[[141]](#footnote-141)В связи с недостаточной изученностью месторождения исследованиями проб сверхвязкой нефти необходимо \_\_\_[[142]](#footnote-142).

**1.13*.*** [[143]](#footnote-143)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[[144]](#footnote-144).

Содержание раздела \_\_\_[[145]](#footnote-145) требованиям нормативных документов[[146]](#footnote-146).

**Ответственный исполнитель:**

1. Указывается пользователь(и) участка(ов) недр. [↑](#footnote-ref-1)
2. Указываются номера и дата выдачи всех лицензий, представленных в подсчете геологических запасов углеводородного сырья (далее – УВС). [↑](#footnote-ref-2)
3. Указывается количество участков недр, номер(а) лицензии(й) и дата выдачи. [↑](#footnote-ref-3)
4. Указывается(ются) пользователь(и) участка(ов) недр. [↑](#footnote-ref-4)
5. Указывается в случае, если часть месторождения выходит в нераспределенный фонд недр (далее – НФН). [↑](#footnote-ref-5)
6. Указывается номер лицензии. [↑](#footnote-ref-6)
7. При наличии нескольких участков недр описываются условия для каждого участка недр. [↑](#footnote-ref-7)
8. Предложение включается в случае, если ПЗ выполнен не в целом по месторождению, а в границах одного или нескольких УН при наличии согласования Роснедр. [↑](#footnote-ref-8)
9. Указываются номера лицензий и даты выдачи. [↑](#footnote-ref-9)
10. Указываются номер и дата письма Роснедр о разрешении на проведение ПЗ в границах УН. [↑](#footnote-ref-10)
11. Указать при необходимости. [↑](#footnote-ref-11)
12. Указывается(ются) пользователь(и) смежного(ых) участка(ов) недр и номер(а) лицензий. [↑](#footnote-ref-12)
13. 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 реферата. [↑](#footnote-ref-13)
14. Указывается название действующего ПТД. [↑](#footnote-ref-14)
15. Указываются типы залежей по фазовому состоянию и их количество. [↑](#footnote-ref-15)
16. Указывается размер месторождения (мелкое, среднее, крупное, уникальное) в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69. [↑](#footnote-ref-16)
17. Указывается сложность геологического строения (простое, сложное, очень сложное) в соответствии с Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477. [↑](#footnote-ref-17)
18. Предложение включается в случае, если ПЗ выполнен на месторождении впервые. [↑](#footnote-ref-18)
19. Данные предложения включаются в случае, если ПЗ выполнен повторно. [↑](#footnote-ref-19)
20. Абзац включается в случае повторного представления ПЗ. [↑](#footnote-ref-20)
21. Указывается, выполнены или не выполнены. [↑](#footnote-ref-21)
22. Указывается, в полном или неполном объеме. [↑](#footnote-ref-22)
23. В случае если рекомендации не выполнены или выполнены не в полном объеме, указываются причины. [↑](#footnote-ref-23)
24. Перечисляются основные параметры, уточнения которых привели к изменению запасов УВС. [↑](#footnote-ref-24)
25. Информация указывается при наличии. [↑](#footnote-ref-25)
26. Перечисляются основные параметры, уточнения которых привели к изменению запасов УВС. [↑](#footnote-ref-26)
27. Указывается вид основных полезных ископаемых (нефть, свободный газ, газ газовых шапок) и попутных полезных компонентов первой группы (растворенный газ и конденсат). [↑](#footnote-ref-27)
28. Указываются виды УВС, представленные в ПЗ. [↑](#footnote-ref-28)
29. Указывается предыдущий перед проектированием год. [↑](#footnote-ref-29)
30. Указывается, соответствует или не соответствует. [↑](#footnote-ref-30)
31. Дополнить при наличии скважин другого назначения. [↑](#footnote-ref-31)
32. Здесь и далее указывается соответствующее особенностям данного месторождения. [↑](#footnote-ref-32)
33. Дополнить при наличии скважин другого назначения. [↑](#footnote-ref-33)
34. 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-34)
35. Абзац включается при наличии нижеперечисленных параметров/факторов. [↑](#footnote-ref-35)
36. Указывается основание для переиндексации пластов. [↑](#footnote-ref-36)
37. Приводится основание для корректировки накопленной добычи УВС. [↑](#footnote-ref-37)
38. Информация указывается при наличии. [↑](#footnote-ref-38)
39. Указывается степень изученности (высокая/низкая). [↑](#footnote-ref-39)
40. Информация указывается в случае повторного предоставления ПЗ на ГЭ. [↑](#footnote-ref-40)
41. Указывается метод определения точности построений. [↑](#footnote-ref-41)
42. Указываются методы выделения тектонических нарушений. [↑](#footnote-ref-42)
43. Приводится, если для выделения тектонических нарушений использовались сейсмические данные. [↑](#footnote-ref-43)
44. Приводится при использовании динамического анализа для выделения тектонических нарушений, зон отсутствия коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) пласта. [↑](#footnote-ref-44)
45. Указывается, использованы или не использованы. [↑](#footnote-ref-45)
46. Указывается, могут или не могут. [↑](#footnote-ref-46)
47. 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-47)
48. Абзац включается при наличии. Указываются причины изменения площади нефтегазоносности залежей, по которым произошло наибольшее изменение подсчетного параметра (для многопластовых месторождений – по пластам, группам пластов). [↑](#footnote-ref-48)
49. Абзац включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-49)
50. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-50)
51. Указывается, хорошее/удовлетворительное/неудовлетворительное качество. [↑](#footnote-ref-51)
52. Абзац включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-52)
53. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-53)
54. Указать типы пород: терригенные, карбонатные и др. с кратким описанием. При наличии пород разного типа для разных пластов – перечислить. [↑](#footnote-ref-54)
55. Указывается, равномерно или неравномерно изучены керном продуктивные пласты. [↑](#footnote-ref-55)
56. Предложение включается при наличии данного обстоятельства. [↑](#footnote-ref-56)
57. Абзац включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-57)
58. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-58)
59. Перечисляются сведения, соответствующие испытаниям на данном месторождении, в том числе в эксплуатационных скважинах, указать исследования с помощью ГДК-ОПК. [↑](#footnote-ref-59)
60. Перечисляются сведения, соответствующие испытаниям на данном месторождении, в том числе в эксплуатационных скважинах. [↑](#footnote-ref-60)
61. Указываются пласты, перечень и кратко – эффект от проведенных работ. [↑](#footnote-ref-61)
62. Абзац включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-62)
63. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-63)
64. Уточнить: водонефтяной, газонефтяной, газоводяной контакты, условный подсчетный уровень (далее – ВНК, ГНК, ГВК, УПУ соответственно). [↑](#footnote-ref-64)
65. Указать соответствующее данному месторождению. [↑](#footnote-ref-65)
66. Абзац включается при наличии. Указываются причины изменения уровней межфлюидных контактов по залежам пластов, по которым произошло наибольшее изменение. [↑](#footnote-ref-66)
67. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-67)
68. Указывается, позволили или не позволили провести достоверную интерпретацию данных ГИС. [↑](#footnote-ref-68)
69. Указать граничные значения всех соответствующих подсчетных параметров, в том числе принятых по аналогии. [↑](#footnote-ref-69)
70. Указывается, газо- или нефтенасыщенные толщины. [↑](#footnote-ref-70)
71. Абзац включается 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-71)
72. Указывается, газо- или нефтенасыщенные толщины. [↑](#footnote-ref-72)
73. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-73)
74. Перечислить методы ГИС. [↑](#footnote-ref-74)
75. Указываются методы ГИС. В случае если при определении коэффициентов открытой пористости разных пластов (залежей) используются разные методы ГИС, перечислить. [↑](#footnote-ref-75)
76. Абзац включается при наличии. [↑](#footnote-ref-76)
77. Абзац включается 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-77)
78. Указывается метод: по данным геологического моделирования либо другим методом. [↑](#footnote-ref-78)
79. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-79)
80. Указывается, газонасыщенность или нефтенасыщенность, или то и другое. [↑](#footnote-ref-80)
81. 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-81)
82. Абзац включается при наличии. [↑](#footnote-ref-82)
83. Абзац включается 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-83)
84. Указывается метод: средневзвешенные значения по скважинам или по данным геологического моделирования. [↑](#footnote-ref-84)
85. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-85)
86. Из предложенного списка выбираются данные, характерные для месторождения, указать наличие рекомбинированных проб. [↑](#footnote-ref-86)
87. Указать наличие рекомбинированных проб. [↑](#footnote-ref-87)
88. Указать наличие рекомбинированные проб. [↑](#footnote-ref-88)
89. Указывается отдельно для каждого полезного ископаемого. [↑](#footnote-ref-89)
90. Из предложенного списка выбираются данные, характерные для данного месторождения, указать наличие рекомбинированных проб. [↑](#footnote-ref-90)
91. Указывается метод: однократная или ступенчатая сепарация, дифференциальное разгазирование. [↑](#footnote-ref-91)
92. Указать при наличии. [↑](#footnote-ref-92)
93. Указать причины использования аналогии: из-за отсутствия собственных исследований свойств УВС или их недостаточного количества. [↑](#footnote-ref-93)
94. Включается при соответствии особенностям данного ПЗ. [↑](#footnote-ref-94)
95. Указать причины использования аналогии: из-за отсутствия собственных исследований свойств УВС или их недостаточного количества. [↑](#footnote-ref-95)
96. Включается при соответствии особенностям данного ПЗ. [↑](#footnote-ref-96)
97. Указать причины использования аналогии: из-за отсутствия собственных исследований свойств УВС или их недостаточного количества. [↑](#footnote-ref-97)
98. Указываются типы нефти по плотности, вязкости, содержанию серы, смол и асфальтенов, количеству парафинов с указанием величин или концентрации (для многопластовых месторождений – указать диапазон значений по группе пластов). [↑](#footnote-ref-98)
99. Указываются попутные полезные компоненты промышленной концентрации, содержащиеся в нефти, с указанием концентрации. [↑](#footnote-ref-99)
100. Указывается, кондиционное или некондиционное содержание этан-пропан-бутановой фракции в составе растворенного газа. [↑](#footnote-ref-100)
101. Указывается содержание азота и (или) углекислого газа. [↑](#footnote-ref-101)
102. Указывается, более или менее 50%. [↑](#footnote-ref-102)
103. В случае если содержание азота и (или) углекислого газа более 50%, то есть растворенный газ является негорючим, указывается, что он не подсчитывается и не учитывается на ГБ. [↑](#footnote-ref-103)
104. Указывается, кондиционное или некондиционное содержание этан-пропан-бутановой фракции в составе свободного газа. [↑](#footnote-ref-104)
105. Указывается содержание азота и (или) углекислого газа. [↑](#footnote-ref-105)
106. Указывается, более или менее 50%. [↑](#footnote-ref-106)
107. В случае если газ является негорючим (содержание азота и (или) углекислого газа некондиционное (более 50%)), указывается, что он не подлежит учету на ГБ. [↑](#footnote-ref-107)
108. Указывается, кондиционное или некондиционное содержание этан-пропан-бутановой фракции в составе газа газовых шапок. [↑](#footnote-ref-108)
109. Указывается содержание азота и (или) углекислого газа. [↑](#footnote-ref-109)
110. Указывается, более или менее 50%. [↑](#footnote-ref-110)
111. В случае если газ является негорючим (содержание азота и (или) углекислого газа некондиционное (более 50%)), указывается, что он не подлежит учету на ГБ. [↑](#footnote-ref-111)
112. Указываются типы залежей по содержанию конденсата дифференцировано для газа газовых шапок и залежей свободного газа: низко-, средне-, высоко-, уникальноконденсатные. [↑](#footnote-ref-112)
113. Указать характерные для данного месторождения попутные полезные компоненты. [↑](#footnote-ref-113)
114. При наличии в многопластовых месторождениях нескольких гидрогеологических комплексов, к которым приурочены продуктивные пласты, приводятся только характеристики комплексов с продуктивными пластами. [↑](#footnote-ref-114)
115. Абзац включается 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-115)
116. Указываются виды УВС: нефти, растворенного газа, свободного газа, газа газовых шапок, конденсата. [↑](#footnote-ref-116)
117. Указывается, достаточный или недостаточный объем исследований свойств УВС. [↑](#footnote-ref-117)
118. Абзац включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-118)
119. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-119)
120. Указывается при наличии. [↑](#footnote-ref-120)
121. Указываются основные полезные ископаемые: нефть, свободный газ газовых залежей, газ газовых шапок. [↑](#footnote-ref-121)
122. В случае, если использованы иные методы – перечисляются. [↑](#footnote-ref-122)
123. Указывается, может или не может. [↑](#footnote-ref-123)
124. Указывается, растворенный газ и (или) конденсат. [↑](#footnote-ref-124)
125. Указывается методика подсчета запасов растворенного газа и (или) конденсата. [↑](#footnote-ref-125)
126. Указывается: растворенный газ и (или) конденсат. [↑](#footnote-ref-126)
127. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-127)
128. Перечисляются виды попутных полезных компонентов второй группы, запасы которых подсчитывались в данном ПЗ. [↑](#footnote-ref-128)
129. Перечисляются виды УВС: нефть, растворенный газ, свободный газ, газ газовых шапок, конденсат, в которых содержатся попутные полезные компоненты второй группы. [↑](#footnote-ref-129)
130. Данное предложение включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-130)
131. Перечисляются виды попутных полезных компонентов второй группы, которые имеются на данном месторождении, но не подсчитывались. [↑](#footnote-ref-131)
132. Данное предложение включается при необходимости. [↑](#footnote-ref-132)
133. Перечисляются виды попутных полезных компонентов второй группы, запасы которых подсчитывались в данном ПЗ, но количество запасов меньше учетной единицы. [↑](#footnote-ref-133)
134. Указываются виды попутных полезных компонентов второй группы. [↑](#footnote-ref-134)
135. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-135)
136. Данное предложение включается при представлении на ГЭ определения стратиграфической принадлежности продуктивных отложений. [↑](#footnote-ref-136)
137. Указать общее количество залежей, представленных на государственную экспертизу с определением показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины. [↑](#footnote-ref-137)
138. Указать соответствующее данному месторождению. [↑](#footnote-ref-138)
139. Перечислить категории. [↑](#footnote-ref-139)
140. Указать при наличии. [↑](#footnote-ref-140)
141. Абзац включается в случае необходимости. [↑](#footnote-ref-141)
142. Приводятся конкретные рекомендации для повышения степени изученности (при необходимости). [↑](#footnote-ref-142)
143. Пункт указывается в соответствии с действующей редакцией нормативных документов. [↑](#footnote-ref-143)
144. Указать соответствующее данному месторождению. [↑](#footnote-ref-144)
145. Указывается, соответствует или не соответствует. [↑](#footnote-ref-145)
146. При несоответствии приводится обоснование. [↑](#footnote-ref-146)