Слушали: \_.\_. \_\_\_\_\_\_ – должность ООО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» о «***вводится название проектного документа в соответствии с заявлением недропользователя на рассмотрение работы на ЦКР***».

**I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтяное/газовое/нефтегазоконденсатное *(тип месторождения указывается в соответствии с государственным балансом запасов полезных ископаемых)* месторождение находится на территории \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ области, в \_\_ км к западу от г. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_. Расстояние от ближайшего российского побережья \_\_ км. Глубины моря в районе месторождений составляют \_\_ м.

Лицензия \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_.\_\_.\_\_\_\_, выдана ОАО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» (\_\_\_\_\_\_, Российская Федерация, \_\_\_\_\_\_\_\_ область, г. \_\_\_\_\_\_\_, ул. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, д. , телефон (\_\_\_\_) \_\_-\_\_\_) на срок до \_\_.\_\_.\_\_\_\_. *(Приводятся все действующие лицензии на месторождении.*

Месторождение находится в районе с развитой / со слаборазвитой инфраструктурой. Ближайшие разрабатываемые месторождения: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.

**II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождение находится в \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазоносном районе \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазоносной области \_\_\_\_\_\_нефтегазоносной провинции.

Тектонически \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождение приурочено к \_\_\_\_\_\_\_ свода – структуре \_\_\_\_ порядка, расположенной в пределах \_\_\_ мегасвода.

Промышленно нефтеносными / газоносными на месторождении являются терригенные / карбонатные отложения \_\_\_\_ свиты/горизонта \_\_\_\_ возраста (пласт 1) и т.д.

Всего на \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождении выявлено \_\_\_ залежей нефти / газа в \_\_\_\_ пластах.

*Если ПТД составлен только на определенные ЛУ, объекты разработки, то делается отметка об этом с указанием количества пластов и залежей в пределах рассматриваемых в ПТД ЛУ или объектов).*

**III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

**ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

На \_\_\_\_\_\_ месторождении фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изучены по \_\_\_\_ и \_\_\_.

**Пласт 1** *(Названия пластов приводятся в точном соответствии с названиями пластов числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых (случай ИЗ) или как будут поставлены на государственный баланс (случаи ПЗ и ОПЗ)).*

В пласте выделено \_\_\_ залежи: \_\_­­\_\_ и \_\_\_\_\_.

Залежь 1 – нефтяная / газоконденсатная, пластовая сводовая / массивная, литологически / тектонически экранированная размером \_\_х\_\_ км, высотой \_\_ м.

Залежь 2 – нефтяная / газоконденсатная, пластовая сводовая / массивная, литологически / тектонически экранированная размером \_\_х\_\_ км, высотой \_\_ м.

Коэффициент вытеснения нефти водой принят по \_\_\_\_.

ОФП для проектирования приняты по результатам исследования \_\_ образцов из \_\_\_ скважин / по аналогии с \_\_ пластом-аналогом \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности приняты по данным керна / ГИС, проницаемость принята по данным керна / ГИС / ГДИ.

Свойства нефти изучены по \_\_ глубинным пробам из \_\_ скважин и \_\_ поверхностным пробам из \_\_ скважины. Нефть \_\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_\_. *(Дается характеристика нефти по составу и физическим свойствам).*

Состав газа и конденсата определен по \_\_ пробам из \_\_ разведочных скважин и \_\_ пробам из \_\_ эксплуатационных скважин. Свободный газ \_\_\_\_\_ типа.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в **таблице 1**.

**IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Работа выполнена на запасы УВС, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.20\_\_ / числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.20\_\_ с учетом оперативных изменений в 20\_\_ г. / прошедшие государственную экспертизу в 20\_\_ г. в рамках пересчета запасов УВС. Запасы УВС будут поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на \_\_.\_\_.20\_\_ г.

Сведения о состоянии запасов УВС \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_месторождения приведены в **таблицах 2-2.4**.

**V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**

Настоящий проектный технологический документ является первым документом на разработку месторождения.

*Либо*

Всего на разработку \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения составлено \_\_\_\_ проектных технологических документов: *(перечисляются все, списком).*

1.

2.

3. Действующим проектным технологическим документам является«***Название проектного документа***», составленный ООО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» (протокол *указывается секция полностью* ЦКР Роснедр по УВС №\_\_\_от \_\_.\_\_.20\_\_) со следующими основными положениями:

* + выделение двух эксплуатационных объектов: \_\_\_ *перечислить названия объектов в точном соответствии с действующим проектным документом, см. постановляющая часть утвержденного протокола ЦКР*;
  + применение следующих систем разработки:

– **объект 1** – размещение скважин по равномерной / неравномерной треугольной сетке (\_\_\_х\_\_\_ м) / однорядное размещение скважин (\_\_\_х\_\_\_ м), применение приконтурного / законтурного / очагового заводнения.

* **объект 2 и т.д.**

**По месторождению в целом на период пробной эксплуатации:**

Выделение \_\_\_ участков пробной эксплуатации на \_\_\_ объектах разработки.

Опробование следующих систем разработки и технологий: \_\_\_ *перечислить каких*.

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ нагнетательных (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ наблюдательных, \_\_ ликвидированных, \_\_ водозаборных.

Фонд скважин для бурения всего – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ нагнетательных, \_\_ (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Накопленная добыча нефти – \_\_\_ тыс. т, свободного газа – \_\_\_млн м3, газа газовых шапок – \_\_\_млн м3, конденсата – \_\_ тыс.т.

**VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение открыто в \_\_\_\_ году, введено в пробную эксплуатацию в \_\_\_\_ году *либо* месторождение находилось в пробной эксплуатации с \_\_\_ г. по \_\_\_г., по состоянию на 01.01.20\_\_ месторождение не разрабатывается.

В пробной эксплуатации находятся два эксплуатационных объекта: *указать какие*, что соответствует основным положениям действующего проектного документа. *(В противном случае указываются объекты, не введенные в пробную эксплуатацию / досрочно введенные и причины такого состояния. Названия объектов приводится в точном соответствии с действующим проектным документом, см. постановляющая часть утвержденного протокола ЦКР)*

По состоянию на 01.01.20\_\_ пробурено \_\_ скважин, из них \_\_ разведочных, \_\_ поисковых. На балансе предприятия числится \_\_ скважин. Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4.**

По состоянию на 01.01.20\_\_ накопленная добыча нефти составляет \_\_\_ тыс. т. Отбор нефти от НИЗ составляет \_\_\_%, текущий КИН – \_\_\_. Накопленная добыча жидкости составляет \_\_\_ тыс. т. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 воды, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%. Накопленная добыча растворённого газа составляет \_\_\_ млн м3. Использование растворённого газа в 20\_\_ году составило \_\_\_%.

По состоянию на 01.01.20\_\_ накопленная добыча свободного газа составляет \_\_\_ млн м3. Отбор свободного газа от НИЗ составляет \_\_\_%, текущий КИГ – \_\_\_. Накопленная добыча конденсата свободного газа составляет \_\_\_ тыс. т, текущий КИК – \_\_. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 газа, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%.

По состоянию на 01.01.20\_\_ накопленная добыча газа газовых шапок составляет \_\_\_ млн м3. Отбор газа газовых шапок от НИЗ составляет \_\_\_%, текущий КИГ – \_\_\_. Накопленная добыча конденсата газа газовых шапок составляет \_\_\_ тыс. т, текущий КИК – \_\_. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 газа, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%. *(Показатели выработки (отбор от НИЗ, текущие коэффициенты извлечения рассчитываются на вновь утвержденные запасы, представленные в ПТД).*

*Дается краткая оценка выполненных мероприятий в период пробной эксплуатации, кроме программы доразведки и исследовательских работ, которые будут приведены в разделе 9.*

Отклонения по фактическому действующему добывающему и нагнетательному фонду, фактическому вводу новых добывающих / нагнетательных скважин в межпроектный период находятся в допустимых пределах / превышают допустимые отклонения (± \_\_%) (-\_\_% в 20\_\_ году, +\_\_% в 20\_\_ году). Причиной отклонения фактических показателей от проектных является \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 3–3.\_\_.** *(Таблицы представляются на ранее утвержденные объекты, показатели выработки рассчитываются на вновь утвержденные запасы, представленные в ПТД).*

Энергетическое состояние залежей объекта 1 и 2 удовлетворительное, текущее пластовое давление (\_\_\_ МПа) находится на уровне начального / ниже начального на \_\_%. Энергетическое состояние залежей объекта 3 неудовлетворительное, текущее пластовое давление (\_\_\_ МПа) ниже давления насыщения на \_\_%, что обусловлено *указать причины*. *(Приводится информация по энергетическому состоянию всех объектов разработки, объекты группируются на удовлетворительное и неудовлетворительное состояние с указанием причин неудовлетворительного состояния).*

**VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА**

Цель работы – обоснование программы доразведки и научно-исследовательских работ для уточнения геологического строения и оценки добывных возможностей для подготовки выявленных продуктивных залежей месторождения к промышленному освоению. *(Указать в соответствии со статусом ПТД и текущего состояния разработки).*

Трёхмерные цифровые геологические модели продуктивных пластов месторождения построены с применением программного комплекса \_\_\_\_\_\_\_\_ компании «\_\_\_\_\_\_\_». Цифровые фильтрационные модели созданы с использованием программного комплекса \_\_\_\_\_\_\_ компании «\_\_\_\_\_\_\_».

*Либо*

Прогноз технологических показателей разработки \_\_\_ нефтяного месторождения выполнен с использованием \_\_\_\_ методики *указать название методики* (автор – \_\_\_\_\_\_), на основании результатов гидродинамических исследований / отчетных данных по эксплуатации скважин месторождения / опыта разработки близких по геолого-физической характеристике отложений.

На месторождении выделено \_\_\_ эксплуатационных объектов (*только при наличии различных по фазовому состоянию объектов указываем* из них \_\_ нефтяных, \_\_ газовых и \_\_ газоконденсатных): Объект 1 (пласт 1, пласт 2 *указываются учетные объекты на государственном балансе включенные в данный объект, либо учетные объекты, которые планируется поставить на государственный баланс в случае ОПЗ или ПЗ*), Объект 2 (пласт 3, пласт 4) *(далее по тексту и в таблицах приводим только такие названия объектов – Объект 1, Объект 2)*.

В работе представлены для каждого объекта и месторождения в целом по одному варианту разработки на полное развитие для перспективного планирования обустройства и объектов внешнего транспорта.

**Объект 1**

***На период пробной эксплуатации*** выделяется \_\_\_ участка пробной эксплуатации, на которых предусмотрено опробование следующих систем разработки и технологий: *указывается кратко, например:*

В период пробной эксплуатации доразведку объекта планируется осуществлять за счет бурения трёх разведочных скважин с вертикальными пилотными стволами и последующим бурением боковых горизонтальных стволов. С целью доразведки при бурении вертикальных пилотных стволов предусмотрено проведение расширенного комплекса ГИС, отбор керна из продуктивной части с последующим исследованием и поинтервальным описанием, а также исследованиями по технологии «цифровой керн». После решения задач доразведки в вертикальных пилотных стволах, планируется бурение боковых горизонтальных стволов длиной \_\_ м с цементируемым хвостовиком, проведением МГРП (\_\_ стадий) на этапе заканчивания, с последующим испытанием пластов 1 и 2, отбором/исследованием проб пластовых флюидов.

После проведения испытаний пластов и всего комплекса исследовательских работ предусматривается последующая эксплуатация боковых горизонтальных стволов на объекте 1.

По результатам анализа работы скважин и проведения комплекса запланированных исследований, в период пробной эксплуатации должно быть принято решение о наиболее целесообразных дизайнах МГРП (оптимальном количестве стадий гидроразрыва) и протяженности горизонтальных стволов добывающих скважин.

**20\_\_ год / первый год** *(указываются либо условные, либо календарные года)* – *приводится краткая программа работ на каждый год пробной эксплуатации, например:* эксплуатация существующим фондом скважин.

**20\_\_ год** / **второй год** – ввод в эксплуатацию из освоения одной разведочной скважины, а также ввод в эксплуатацию из разведочного бурения одной скважины с длиной горизонтальной части бокового горизонтального ствола \_\_ м с отбором керна, проведением расширенного комплекса ГИС и проведение МГРП (\_\_ стадий) при освоении. Бурение одной поглощающей скважины.

**20\_\_ год / третий год** – ввод в эксплуатацию из разведочного бурения двух скважин с длиной горизонтальной части бокового горизонтального ствола \_\_ м с отбором керна, проведением расширенного комплекса ГИС и проведением МГРП (\_\_ стадий) при освоении.

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных, \_\_ контрольных, \_\_ водозаборных, \_\_ ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных (из них \_\_ с отработкой на нефть), \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Ввод скважин из других категорий – \_\_, из них \_\_ добывающих (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ ликвидированных, \_\_ пьезометрических), \_\_\_ газовых (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ из наблюдательных и \_\_ нагнетательных (\_\_ из консервации). *В соответствии с таблицей 10 протокола*

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ горизонтальных.

Накопленная добыча нефти – \_\_\_тыс. т.

Накопленная добыча свободного газа – \_\_ млн м3.

Накопленная добыча конденсата – \_\_\_тыс. т.

***На полное развитие:***

Вариантпредусматривает применение *приводится планируемая система разработки в зависимости от размещения скважин и вида воздействия, например:* рядной системы размещения горизонтальных добывающих скважин с многостадийным гидроразрывом пласта МГРП при освоении. Длина горизонтальной части ствола – \_\_ м (для разведочных скважин) и \_\_ м, расстояние между скважинами – \_\_ м, между рядами – \_\_ м.

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных, \_\_ контрольных, \_\_ водозаборных, \_\_ ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных (из них \_\_ с отработкой на нефть), \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Ввод скважин из других категорий – \_\_, из них \_\_ добывающих (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ ликвидированных, \_\_ пьезометрических), \_\_\_ газовых (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ из наблюдательных и \_\_ нагнетательных (\_\_ из консервации). *В соответствии с таблицей 10 протокола*

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ горизонтальных.

Накопленная добыча нефти – \_\_\_тыс. т, КИН – \_\_\_, Квыт – \_\_\_; Кохв – \_\_\_.

Накопленная добыча свободного газа – \_\_ млн м3, КИГ – \_\_\_.

Накопленная добыча конденсата – \_\_\_тыс. т, КИК – \_\_\_.

Плотность сетки – \_\_ га/скв (с учетом ГС с МГРП).

**Объект 2 и т.д.**

**По месторождению в целом на период пробной эксплуатации:**

Выделение \_\_\_ участков пробной эксплуатации на \_\_\_ объектах разработки.

Опробование следующих систем разработки и технологий: *перечислить каких*

Общий фонд скважин – \_\_, из них \_\_ добывающих горизонтальных (в том числе \_\_ разведочных, переведенных в эксплуатационный фонд), \_\_ в консервации, \_\_ ликвидированные, \_\_ поглощающая.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (в том числе \_\_ разведочных, переведенных в эксплуатационный фонд), \_\_ поглощающая.

Перевод скважин из других категорий – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них \_\_ из консервации, \_\_ пьезометрические, \_\_ из ожидания ликвидации) и \_\_ нагнетательная из ожидания ликвидации. *В соответствии с таблицей 10 протокола*

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ горизонтальных.

Накопленная добыча нефти – \_\_ тыс. т.

Накопленная добыча растворенного газа – \_\_ млн м3.

Накопленная добыча свободного газа – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча газа газовой шапки – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча конденсата свободного газа – \_\_\_ тыс. т.

Накопленная добыча конденсата газа газовой шапки – \_\_\_ тыс. т.

**По месторождению в целом на полное развитие:**

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных, \_\_ контрольных, \_\_ водозаборных, \_\_ ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных (из них \_\_ с отработкой на нефть), \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Ввод скважин из других категорий – \_\_, из них \_\_ добывающих (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ ликвидированных, \_\_ пьезометрических), \_\_\_ газовых (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ из наблюдательных и \_\_ нагнетательных (\_\_ из консервации). *В соответствии с таблицей 10 протокола*

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ горизонтальных.

Накопленная добыча нефти – \_\_\_тыс. т, КИН – \_\_\_.

Накопленная добыча свободного газа – \_\_\_ млн м3, КИГ – \_\_\_.

Накопленная добыча конденсата – \_\_\_тыс. т, КИК – \_\_\_.

Накопленная добыча растворённого газа – \_\_\_ млн м3.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН / КИГ / КИК, интенсификации добычи УВС и прогноз их применения по месторождению в целом приведены в **таблицах 5, 5.1.**

**VIII. ТЕХНИКО-Экономическое обоснование вариантА РАЗРАБОТКИ**

Исходные данные для расчёта экономических показателей приведены в **таблице 6.**

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по НГДУ «\_\_\_\_\_\_\_\_» за 20\_\_ год и \_\_месяцев 20\_\_ года.

Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством. *Если есть льготы обязательно указываем, например:* Объекты, распространяющиеся на лицензию \_\_\_\_ согласно Налоговому кодексу Российской Федерации, подпадают под льготное налогообложение (НК РФ Глава 25.4. налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья). По \_\_\_\_ ЛУ и \_\_\_\_ ЛУ применена действующая система налогообложения с переходом на режим НДД при достижении 80% выработанности.

Разработка \_\_\_\_\_ месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает / не обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

Анализ чувствительности проекта показал, что суммарный вариант разработки устойчив / не устойчив ко всем ключевым факторам риска.

Характеристика расчетных технико-экономические показателей разработки по объектам и месторождению в целом представлены в **таблице 7**.

Обоснование прогноза добычи нефти, растворённого газа / свободного газа / газа газовых шапок / конденсата и объёмов буровых работ по месторождению в целом и эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 8-8.\_\_**. *(таблицы перечисляются только по УВС без воды, таблицы 8 прилагаются к протоколу по всем ЛУ и объектам по категориям С1С2 и С1).*

**IX. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖЕНИЯ  
И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ**

*В случае ДППЭ или повторного ППЭ дается краткий анализ выполнения утвержденной программы исследовательских работ по всем видам работ (бурение, сейсмика, оперативный пересчет запасов, отбор и изучение керна, проб УВС, ГДИС, ПГИС и т.д.), например:* Программа бурения выполнена не в полном объеме, из \_\_ запланированных разведочных скважин пробурено \_\_\_.Запланированные программой доразведки и исследовательских работ расширенный и стандартный комплекс ГИС, отбор и исследования глубинных проб пластовых флюидов, гидродинамические и промыслово-геофизические исследования скважин выполнены также частично, часть объемов перенесена на 20\_\_ год.

Выполнение программы исследовательских работ и доразведки приведено в **таблице 9.1.**

*Дается описание всех предлагаемых мероприятий по доразведке месторождения по всем видам работ (бурение, сейсмика, оперативный пересчет запасов, отбор и изучение керна, проб УВС, ГДИС, ПГИС и т.д.), например:*

Уточнение геологического строения залежей и категорийности запасов нефти будет осуществляться бурением разведочных и эксплуатационных скважин.

Целевым назначением проектируемых геологоразведочных работ в планируемых \_\_ вертикальных разведочных скважинах с последующим бурением боковых горизонтальных стволов является разведка залежей нефти в продуктивных отложениях в пластах 1 и 2. Попутно будет выполнятся поиск залежей в пластах 3 и 4.

В соответствии с геологическим заданием при бурении скважин будет проводиться комплекс геолого-физических исследований, включающий:

- отбор керна в интервалах продуктивных пластов;

- отбор шлама в интервалах продуктивных пластов;

- поинтервальное исследование керна;

- проведение исследований по технологии «цифровой керн»;

- геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования скважины;

- комплексный площадной анализ развития линеаментов и детального картирования зон направления стресса;

- проведение многостадийного гидроразрыва пласта 1 в горизонтальной части боковых стволов разведочных скважин, а также в интервале вертикальной части боковых стволов разведочных скважин в вышележащих отложениях пласта 2;

- испытание продуктивных отложений с отбором глубинных проб;

- проведение ГИС и испытаний в обсаженном стволе выделяемых по ГИС интервалов;

- проведение комплекса лабораторных исследований (петрографических, петрофизических, геохимических);

- выполнение камеральной обработки полученных материалов;

- уточнение подсчетных параметров для пересчета запасов, подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов с последующим их утверждением;

- систематизация геолого-геофизических материалов и составление отчета о результатах разведочных работ;

- в случае получения промышленного притока УВ, выполнение оперативного подсчета запасов и представление подготовленных материалов на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых.

Для контроля изменения газо- / нефтенасыщенности планируется проведение исследований раз в год в \_\_ наблюдательных скважинах пласта 2 и \_\_ эксплуатационных скважинах пласта 1. Исследования проводятся методом С/О каротажа.

Для контроля изменения конденсатосодержания планируется проведение газоконденсатных исследований раз в год в \_\_ опорных скважинах объекта 4.

Программа исследовательских работ и доразведки \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения приведена в **таблице 9** *(пласты для доизучения обязательно указываются в примечаниях в таблице 9 по всем видам работ)*.

.

**Х. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

В качестве рабочего агента для системы ППД планируется использовать воду \_\_\_ водоносного комплекса из водозаборных скважин месторождения / попутные воды / воды, использованные пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд.

Запасы подземных вод \_\_\_ водоносного комплекса \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения для целей ППД при разработке одноименного / \_\_\_\_\_\_\_ нефтяного месторождения утверждены Роснедра (протокол Роснедра №\_\_\_\_ от \_\_.\_\_.20\_\_).

Для обеспечения системы ППД подземной водой на месторождении необходимо пробурить \_\_ водозаборных скважин.

Обоснование прогноза добычи \_\_\_\_\_ воды \_\_\_ водоносного комплекса приведено в **таблице 8.\_\_**.

XI. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В работе отражен комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, составленный с учетом действующих нормативных актов Российской Федерации, правил и ограничений по природопользованию по состоянию на 01.01.20\_\_.

Предусматриваются мероприятия по охране недр при бурении, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин, в соответствии с «Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденных приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. №639.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения.

**XII. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ**

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами. С этой целью рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.2020 №2168 "Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности".

Эксплуатация нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с требованиями промышленной безопасности, установленными Федеральным законом от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

***В обсуждении приняли участие*:**

**ЦКР Роснедр по УВС (\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:**

1. На работу получена справка об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов \_\_\_\_\_\_\_ месторождения.
2. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектном документе «***вводится название проектного документа в соответствии с заявлением на государственную экспертизу***», прошли государственную экспертизу. Получено заключение государственной экспертизы запасов, утвержденное протоколом Роснедра от \_\_.\_\_.20\_\_ г. №\_\_\_\_.
3. Цель работы – обоснование программы доразведки и научно-исследовательских работ для уточнения геологического строения и оценки добывных возможностей для подготовки выявленных продуктивных залежей месторождения к промышленному освоению. *(Указать в соответствии со статусом ПТД и текущего состояния разработки).*
4. Изученность месторождения слабая и неравномерная по площади и разрезу. ФЕС коллекторов изучены по керновым исследованиям, данным ГИС и ГДИ. Изученность керном продуктивных пластов неравномерная, наиболее полно охарактеризованы керном пласты 3 и 5, отбор керна из пластов 1, 2, и 4 не производился. Глубинные пробы пластовых флюидов отобраны и изучены по всем продуктивным пластам. Газоконденсатные исследования не проводились. Экспериментальные определения ОФП пластов, определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой не выполнялись в связи с отсутствием соответствующих методик определения для отложений доманикового типа. *Отмечается изученность месторождения.*
5. Месторождение по геологическому строению – очень сложное (коллектора характеризуются изменчивостью по площади и разрезу, фациальной неоднородностью, высокой расчлененностью, наличием литологических экранов, залежи осложнены тектоническими нарушениями, обусловившими блоковое строение). Нефть по всем пластам с высоким содержанием парафина (26%). *Дается краткое описание основных сложностей, уникальных особенностей месторождения, данный пункт только при необходимости.*
6. Решения действующего проектного документа в целом выполняются / выполняются с отставанием / не выполняются.
7. Программа бурения скважин выполнена в полном объёме в соответствии с проектным документом / не выполнена в связи с *указать почему.*
8. Программа исследовательских работ выполнена в полном объёме в соответствии с проектным документом / не выполнена в связи с *указать почему*. *То есть по пунктам 7-8 дается краткая оценка по выполнению недропользователем основных решений действующего ПТД.*
9. Трёхмерные цифровые геолого-гидродинамические модели пластов \_\_\_\_\_ месторождения не создавались. Использованная методика прогнозирования технологических показателей по объектам и месторождению в целом пригодна для \_\_\_\_\_ месторождения. *Либо* Геолого-гидродинамические модели соответствуют текущему состоянию изученности продуктивных пластов и могут быть приняты для расчета технологических показателей только на краткосрочный период.

**ЦКР Роснедр по УВС (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазовая секция) РЕШИЛА:**

1. Работу «***вводится название проектного документа в соответствии с заявлением недропользователя на рассмотрение работы на ЦКР***» согласовать / согласовать в качестве «***вводится название проектного документа в соответствии с решением комиссии в случае изменения по сравнению с заявлением недропользователя на рассмотрение работы на ЦКР»*** по авторскому варианту на \_\_\_ лет / период 20\_\_-20\_\_ гг. в соответствии с лицензионными соглашениями со следующими основными положениями (**таблица 7**), технологическими показателями (**таблицы 8.\_-8.\_**)**\*.** *Таблицы 8 перечисляются только по УВС без воды.*

***\*- уровни ежегодных допустимых отклонений показателей в соответствии с п.5.3 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России № 356 от 14.06.2016.***

1.1. Основные положения:

Выделение *\_\_\_* эксплуатационных объектов:\_\_\_ *перечислить названия объектов.*

Применение следующих систем разработки: *приводятся кратко системы разработки по объектам, например:*

Объект 1 – площадная равномерная треугольная сетка скважин (\_\_\_\_х\_\_\_\_ м), применение приконтурного и очагового заводнения.

Объект 2 – площадная обращённая девятиточечная система разработки (\_\_\_\_х\_\_\_\_ м), плотность сетки \_\_ га/скв, очаговое заводнение, проведение ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах при освоении.

Объект 3 –– избирательная система размещения скважин.

* 1. **По месторождению в целом на период пробной эксплуатации**

Выделение \_\_\_ участков пробной эксплуатации на \_\_\_ объектах разработки.

Опробование следующих систем разработки и технологий: *перечислить каких*

Общий фонд скважин – \_\_, из них \_\_ добывающих горизонтальных (в том числе \_\_ разведочных, переведенных в эксплуатационный фонд), \_\_ в консервации, \_\_ ликвидированные, \_\_ поглощающая.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (в том числе \_\_ разведочных, переведенных в эксплуатационный фонд), \_\_ поглощающая.

Перевод скважин из других категорий – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них \_\_ из консервации, \_\_ пьезометрические, \_\_ из ожидания ликвидации) и \_\_ нагнетательная из ожидания ликвидации. *В соответствии с таблицей 10 протокола*

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ горизонтальных.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Накопленная добыча нефти – \_\_ тыс. т.

Накопленная добыча растворенного газа – \_\_ млн м3.

Накопленная добыча свободного газа – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча газа газовой шапки – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча конденсата свободного газа – \_\_\_ тыс. т.

Накопленная добыча конденсата газа газовой шапки – \_\_\_ тыс. т.

**в том числе по Лицензионному участку / Недропользователю:** *приводятся все показатели, начиная с пункта 1.3. Если недропользователь один, то информация приводится по недропользователю без учета нераспределенного фонда недр. При наличии нескольких недропользователей, приводится информация по каждому недропользователю в границах их лицензионных участков.*

2. Согласовать программы: ГТМ (**таблица 5**), исследовательских работ и доразведки (**таблица 9**) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин (**таблица 10** *упоминается, только если есть мероприятия на период пробной эксплуатации*).

**3. ПАО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_»**

3.1. Выполнить решения утверждённого проектного документа.

3.2. Выполнить программы ГТМ и МУН (таблица 5), исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ввода в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10 *упоминается, только если есть мероприятия на период пробной эксплуатации*) в полном объёме и в установленные сроки.

3.3. Проводить современные промыслово-геофизические исследования по контролю выработки запасов УВС, характера обводнения пластов и энергетического состояния залежей.

3.4. Построить трехмерные геологические и фильтрационные модели залежей месторождения с учетом новой геолого-физической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-промысловыми работами.

3.5. *При наличии нераспределенного участка недр* Разработать мероприятия, исключающие перетоки и добычу углеводородов из нераспределенного фонда недр. До начала добычи углеводородов из запасов участка недр месторождения, относящихся к нераспределенному фонду недр, оформить право пользования на участок недр.

3.6. *Пункты 3.6-3.7 приводятся при специальных поручениях недропользователю, приведено как пример:* Обеспечить в период пробной эксплуатации месторождения ввод из консервации скв. \_\_ и проведение в ней раздельных испытаний объектов пластов 1 и 2, проведение ГДИ (КВД, ИК) с целью получения добывных характеристик пластов, выполнить отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, специальных исследований по определению Квыт ранее отобранного из этой скважины керна с целью получения необходимой информации для последующего выполнения подсчета запасов УВС и технологического документа. Рассмотреть возможность запуска скв. \_\_ в пробную эксплуатацию на объекты 1 и 2.

3.7. Выполнять своевременный перевод запасов углеводородов в соответствии с действующей классификацией запасов.

3.8. На \_\_\_\_\_ год пробной эксплуатации / В \_\_\_ году представить новый проектный технологический документ на разработку \_\_\_\_\_ нефтяного месторождения в установленном порядке с обеспечением не менее 30% запасов по категории С1.

3.9. Обеспечить проведение научного сопровождения разработки \_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения.

Присутствовало: \_\_ членов ЦКР.

Итоги голосования: за – \_\_, против – \_\_. *Либо* Принято единогласно.

|  |  |
| --- | --- |
| Должность председателя заседания | ФИО |
| Должность секретаря заседания | ФИО |