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**

Всего на разработку \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения составлено \_\_\_\_ проектных технологических документов.

Технологическая схема разработки / Технологический проект разработки согласован в 20\_\_\_ году (протокол *указывается секция полностью* ЦКР Роснедр по УВС № от \_\_.\_\_.20\_\_).

Действующим проектным технологическим документам является «***Название проектного документа***», составленый 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:**

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

Фонд скважин для бурения всего – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ нагнетательных, \_\_ 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 , КИН/КИГ/КИК – \_\_\_\_.

Проведение ОПР по испытанию по \_\_\_\_ технологий на объекте \_\_ в период 20\_\_-20\_\_ годы.

**VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение открыто в \_\_\_\_ году, введено в промышленную разработку в \_\_\_\_ году. *(Подразумевается год начала добычи в соответствии с технологической схемой / технологическим проектом разработки при отсутствии технологической схемы разработки).*

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

Основная добыча нефти на месторождении в 20\_\_ году обеспечивалась объектом \_\_\_ – \_\_\_ тыс. т (\_\_\_%).

По состоянию на 01.01.20\_\_ пробурено \_\_ скважин, реализация проектного фонда составляет \_\_%. 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).*

Максимальный уровень добычи нефти / газа был достигнут в 20\_\_ году – \_\_ тыс. т при темпе отбора от НИЗ – \_\_% и обводнённости – \_\_%. *Либо* Месторождение находится на стадии разбуривания, максимальный уровень добычи нефти / газа пока не достигнут.

В межпроектный период (20\_\_–20\_\_ гг.) отклонения фактической добычи нефти / газа *(подразумевается суммарно свободный газ и газ газовой шапки)* от проектного уровня по месторождению превышали / не превышали допустимые (± \_\_%) значения (-\_\_% в 20\_\_ году, +\_\_% в 20\_\_ году). Причиной отклонения фактических показателей от проектных является \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.

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).*

С начала разработки на месторождении проведено \_\_ мероприятий по воздействию на пласты с целью повышения газо/нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти/газа, наиболее эффективными геолого-техническими мероприятиями являются *указать какие*.

**VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА**

Цель работы – \_\_\_ *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 «\_\_\_\_\_\_\_».

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, числящиеся 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)*.

Для **объекта 1** рассмотрено \_\_\_ вариантов разработки помимо базового. *Приводится принцип формирования вариантов по объекту с указанием системы разработки в зависимости от размещения скважин и вида воздействия, например:*

Базовый вариант предусматривает разработку объекта действующим фондом скважин по состоянию на 01.01.20\_\_.

Вариант 1 предполагает реализацию утвержденных решений действующего проектно-технологического документа, адаптированных к текущей геологической основе. Предусмотрена площадная пятиточечная система размещения скважин с расстоянием между скважин 500 м и подконтурная закачка воды.

Вариант 2 предполагает уплотнение сетки скважин варианта 1 путем бурения наклонно-направленных скважин. Предусмотрена трехрядная система размещения скважин с расстоянием между скважин 400 м, между рядами 300 м с внедрением оборудования ОРД с объектом 3 и водогазовое воздействие.

Вариант 3 предполагает уплотнение сетки скважин варианта 2 путем бурения дополнительных боковых стволов / замену бурения наклонно-направленных скважин на горизонтальные (горизонтальный участок – \_\_ м), проведение ГРП в добывающих скважинах при освоении и т.д.

Для **объекта 2** **и т.д.**

*На случай упрощенной схемы.* Работа выполнена по упрощенной схеме согласно пункту 3.2.15 / 3.3.10 «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019). Учитывая вышеизложенное, для объектов 3 и 4 рассмотрено по одному варианту разработки, предусматривающим реализацию проектных решений действующего проектно-технологического документа.

*При наличии участка ОПР* Для объекта 1 выделяется участок опытно-промышленных работ на период 20\_\_-20\_\_ годы для опробования технологии *указать какой.*

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 вариантОВ 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.

*При наличии вариантов с альтернативным налоговым режимом кратко приводится обоснование примененного альтернативного налогового режима.*

*Указываются принципы выбора вариантов по всем объектам, например:* По объектам 1 и 2 для реализации выбраны варианты 3 на основании максимального значения интегрального показателя оптимальности Топт. Для объекта 3 для реализации выбран вариант 1 ввиду наименьших убытков для недропользователя. Для объекта 4 для реализации выбран вариант 3, так как варианты объекта технологически связаны с вариантами объекта 1.

По месторождению в целом вариант разработки получен суммированием вариантов 3 эксплуатационных объектов 1, 2, 4 и варианта 1 объекта 3, характеризующиеся оптимальными технико-экономическими показателями.

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, в том числе и по нерентабельным объектам по категориям АВ1В2 и АВ1).*

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

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

*Кратко приводятся основные планируемые работы, например:* С целью поиска новых залежей и уточнения контуров нефтеносности планируется бурение \_\_ разведочных скважин на объектах 1 и 3 в период 20\_\_-20\_\_ гг. Для уточнения индивидуальных петрофизических зависимостей «керн-керн» и «керн-ГИС» планируется отбор и исследования керна. Для уточнения параметров пластовых флюидов планируется провести отбор глубинных / устьевых проб нефти / газа.

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

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

**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. Имеется заключение Минэнерго России, в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо от \_\_.\_\_.20\_\_ № \_\_-\_\_\_) (приложение 1). *Приводится* *заключение Минэнерго по проекту, например:* Уровень рационального использования ПНГ в 2027 г. составит 95%.
3. 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. №\_\_\_\_.
4. Цель работы – уточнение отдельных принципиальных положений и технологических показателей разработки, корректировка программы ГТМ, уточнение проектного фонда скважин с учётом выявленных изменений в геологическом строении и запасах нефти. *(Указать в соответствии со статусом ПТД и текущего состояния разработки).*
5. Изученность месторождения удовлетворительная / низкая, требуется дальнейшее уточнение свойств УВ, коэффициентов вытеснения, изучение керна, бурение разведочных скважин. 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. *Отмечается изученность месторождения.*
6. 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.*
7. Решения действующего проектного документа в целом выполняются / выполняются с отставанием / не выполняются.
8. Программа бурения скважин выполнена в полном объёме в соответствии с проектным документом / не выполнена в связи с *указать почему.*
9. Программа ввода скважин из неработающего фонда недропользователем выполнена в полном объёме в соответствии с проектным документом / не выполнена в связи с *указать почему.* Отмечается слабая / активная работа недропользователя с пробуренным фондом скважин, из \_\_ пробуренных скважин в действующем фонде числится \_\_. *Дается краткая оценка по наличию большого неработающего фонда и работе недропользователя с ним, опционально.*
10. Программа исследовательских работ выполнена в полном объёме в соответствии с проектным документом / не выполнена в связи с *указать почему*.
11. Программа ГТМ реализована в полном объёме в соответствии с проектным документом / не реализована в связи с *указать почему*. *То есть по пунктам 8-11 дается краткая оценка по выполнению недропользователем основных решений действующего ПТД (выполнение программ бурения скважин, ввода скважин из неработающего фонда, исследовательских работ и контролю за разработкой, геолого-технических мероприятий).*
12. За межпроектный период (20\_\_ – 20\_\_ гг.) отклонения фактической добычи нефти / свободного газа от проектного уровня по месторождению в целом превышали / не превышали допустимых (± …%) значений.
13. Состояние разработки месторождения удовлетворительное / неудовлетворительное.
14. *Указывается уровень контроля недропользователя за энергетическим состоянием пластов: ведется / не ведется / ведется нерегулярно.*
15. *Кратко указываются действующие налоговые льготы.*
16. Для более эффективной выработки остаточных запасов УВС предусмотрена адресная программа ГТМ, включающая*: перечислить основные ГТМ*.

**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 суммарному варианту, включающему варианты 1 по объектам 1 и 2 с правом добычи на срок действия лицензии / лицензий 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 пунктом 5.1 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356.***

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 треугольной 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.

Общий фонд скважин – \_\_, в том числе \_\_добывающих нефтяных (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ газовых, \_\_\_ нагнетательных, \_\_\_ добывающих газовых, \_\_\_ контрольных (в том числе \_\_ пьезометрических и \_\_ наблюдательных), \_\_ водозаборных, \_\_ ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_добывающих нефтяных (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ газовых, \_\_ нагнетательных (из них \_\_с отработкой на нефть), \_\_ добывающих газовых, \_\_\_ контрольных (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.

1.2.  Достижение КИН / КИГ / КИКпо месторождению для запасов категорий АВ1+В2– \_\_\_\_, в том числе по объектам:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | КИН | Квыт | Кохв | КИГ | КИК |
| 1 |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |

* 1. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – \_\_\_ тыс. т.

Накопленная добыча растворённого газа по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча свободного газа по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча газа газовой шапки по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – \_\_\_\_ млн м3.

Накопленная добыча конденсата свободного газа по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – \_\_\_ тыс. т.

Накопленная добыча конденсата газа газовой шапки по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – \_\_\_ тыс. т.

* 1. **в том числе по Лицензионным участкам:** *приводятся все показатели по каждому ЛУ, начиная с пункта 1.2.3*

*при наличии участка ОПР приводится пункт 1.5 по каждому участку ОПР*

1.5. Проведение ОПР по бурению скважин с горизонтальным типом заканчивания на объекте \_\_\_ на период 20\_\_-20\_\_ гг.

Общий фонд скважин на период ОПР – \_\_, из них \_\_ добывающих горизонтальных, \_\_ газовых горизонтальных, \_\_ нагнетательных горизонтальных;

Фонд скважин для бурения на период ОПР – \_\_, из них \_\_ добывающих горизонтальных, \_\_ газовых горизонтальных , \_\_ нагнетательных горизонтальных.

Проектные уровни по участку ОПР на период 20\_\_-20\_\_ г приведены в таблице 8.\_\_\*.

***\* - уровни добычи нефти для участков ЭО ОПР устанавливаются в соответствии с пунктом 5.3 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356.***

1.6. Проектные показатели разработки по категориям запасов АВ1согласовываются на рентабельный период разработки в соответствии с пунктом 5.4.5 Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 20.09.2019 №639. Рентабельные периоды разработки по объектам разработки приведены в таблице 7.

2. Согласовать программы: ГТМ (**таблица 5**), исследовательских работ и доразведки (**таблица 9**) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин (**таблица 10**).

**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) в полном объёме и в установленные сроки.

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

3.4. Уточнять трёхмерные геологические и гидродинамические модели месторождения с учётом новой геолого-физической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-промысловым анализом разработки.

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 3.6-3.8 приводятся при специальных поручениях недропользователю, приведено как пример:* В новом проектном документе, на основе уточнённой геолого- фильтрационной модели, предусмотреть мероприятия по увеличению коэффициента извлечения нефти/газа/конденсата по объекту 2.

3.7. Провести дополнительные исследования по определению коэффициентов вытеснения в независимой лаборатории.

3.8. По результатам проведения ОПР принять решение о дальнейшей технологии освоения запасов объектов 1 и 6.

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

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

Присутствовало: \_\_ членов ЦКР.

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

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