



120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124  
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80  
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул.Желтоқсан, 124  
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80  
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 года

**ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ»**

**Заключение  
об определении сферы охвата оценки воздействия  
на окружающую среду и (или) скрининга воздействия  
намечаемой деятельности**

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 13.03.2024 г. вх.№KZ07RYS00571090

**Общие сведения.**

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Майкыз, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: ХХІХ-39-С (частично), ХХІХ-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: ХХХ-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года. Границы месторождения определены геологическим отводом. Площадь геологического отвода составляет 681,1 км<sup>2</sup>, глубина отвода - до отметки 2700 м. до кровли палеозоя.

Координаты геологического отвода:

Участок №1:

- 1) 46о15'25"СШ, 65о50'00"ВД
- 2) 46о20'00"СШ, 65о50'00"ВД
- 3) 46о20'00"СШ, 66о08'00"ВД
- 4) 46о06'25"СШ,66о16'00"ВД
- 5) 46о06'25"СШ,60о04'30"ВД
- 6) 46о17'25"СШ,66о00'00"ВД
- 7) 48о18'25"СШ,65о57'10"ВД

Участок №2:

- 1) 45о50'00"СШ, 65о46'15"ВД
- 2) 46о00'00"СШ, 65о46'40"ВД
- 3) 46о00'00"СШ, 65о57'00"ВД
- 4) 45о55'00"СШ, 65о57'00"ВД
- 5) 45о55'00"СШ, 65о58'30"ВД
- 6) 45о54'00"СШ, 65о59'20"ВД
- 7) 45о54'00"СШ, 66о00'00"ВД
- 8) 45о50'00"СШ, 66о00'00"ВД

В административном отношении месторождение Майкыз расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Географически Контрактная территория



расположена в южной части Тургайской низменности. Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км). На северо-западе от территории ТОО "Туран Барлау" расположена контрактная территория АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", эксплуатирующего группу месторождений Кумколь, связанная с г.Кызылорда асфальтированной дорогой. Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем. В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар – Шымкент, а в 50 км на запад находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда. Южно-Тургайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арысқум – Майбулак протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Атасу - Алашанькоу с пунктом приёма и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

В физико-географическом отношении район работ представляет собой слабо всхолмленную суглинистую равнину с редкими массивами бугристых песков. Абсолютные отметки рельефа составляют 78-141 м над уровнем моря. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35°С, минимальная зимой -35°С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает 150 мм. Для района характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Непосредственно в районе работ отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства.

В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

#### **Краткое описание намечаемой деятельности.**

Ранее было получено «Заклучение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности» Номер: KZ61VWF00119340 Дата: 24.11.2023 г. Основные изменения данной «Разработки месторождения Майкыз» является бурение еще одной оценочной скважины глубиной 2200м, то есть на дату составления отчета соотношение запасов C1/C2 составляет 52% и 48%, что говорит о недоразведанности месторождения. В связи с этим с целью доизучения и перевода запасов категории C2 в категорию C1 запланировано бурение одной оценочной скважины глубиной 2200м, которая располагается в блоке IV на профиле по линии II- II на расстоянии 595м северо-западнее от скважины ЮМ-1.

Для I объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурено две скважины М-2 и М-3 с расстоянием между скважинами 320 м. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважин М-2 и М-3 на естественном режиме.

Общее количество скважин, составит 2 единицы. Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных. Вариант 3 (рекомендуемый). В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину М-4, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным завданием. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них одна скважина М-4 постепенно переводятся под закачку воды. В 3 варианте разработки предусматривается организация системы ППД закачкой воды во II эксплуатационном объекты. На дату составления отчета соотношение запасов C1/C2 составляет 52% и 48%, что говорит о недоразведанности месторождения. В связи с этим с целью доизучения и перевода



запасов категории С2 в категорию С1 запланировано бурение одной оценочной скважины глубиной 2200м, которая располагается в блоке IV на профиле по линии II- II на расстоянии 595м северо-западнее от скважины ЮМ-1.

Рекомендуемым вариантом разработки предусматриваются: ввод из консервации 5-ти скважин. Также предусматривается бурение 2 добывающих скважин, и 1 оценочной скважины глубиной 2200м.

Строительство добывающих скважин будет осуществляться буровой установкой типа ZJ-30 или другого аналога. При вводе из консервации будут использоваться установка УПА 60/80 или аналог. Добыча нефти на максимальный год (2026 год) составляет 17,7 тыс. тонн нефти, добыча нефтяного газа - 3,2 млн.м3/год. Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, вариант разработки 3 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим. По вариантам разработки 1 и 2 рентабельные извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти не достигают утвержденные ГКЗ Республики Казахстан величины В настоящее время, на месторождении Майкыз отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем марки «УН-0,2», тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС». Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу подается на устьевой нагреватель «УН-0,2». После подогрева нефтегазовый поток поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти.

Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажной емкости. Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти. Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой подогреватель «УН-0,2», а оставшийся газ, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнет поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа.

Срок реализации намечаемой деятельности — 2024-2037 годы.



### **Краткая характеристика компонентов окружающей среды.**

Общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: при бурении 1-ой добывающей скважины в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 216.5105901753 тонн, при строительстве 1-ой оценочной скважины – 14.129680134 г/сек и 275.300567416 тонн, при вводе из консервации 1 скважины – 23,6985366406 т/период; при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2026 год): 9.533342392 г/сек и 384.037229668 т/год.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Отвод хозяйственно-бытовых стоков предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют. Сброс отсутствует.

В процессе разработки месторождении образуются опасные и неопасные виды отходов. Предварительный перечень отходов в процессе строительства 1 скважины составит: 1534,60954 тонн (от 2 добывающих и 1 оценочной скважины 4603,82862 тонн), в том числе Буровой шлам-717,6778 тонн; ОБР- 794,8546 тонн; Отработанное масло-9,36324 тонн; ТБО- 5,249 тонн; Металлолом -5,07 тонн; Огарки использованных электродов-0,0363 тонн; Пустая бочкотара -0,5 тонн; Использованная тара -1,5 тонн; Промасленная ветошь - 0,3556 тонн; Отработанные люминесцентные лампы - 0,003 тонн.

Предварительный перечень отходов при вводе из консервации 1 скважины составит: 242,761 тонн, в том числе: Отработанное масло - 2,85 тонн; Буровой шлам - 324,466 тонн; Буровой раствор - 313,748 тонн; Использованная тара - 1,5 тонн. Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 118,5636 тонн, в том числе: Отработанные люминесцентные лампы - 0,0093 тонн; Промасленная ветошь -0,254 тонн; Отработанные масла-3,9 тонн; Огарки сварочных электродов-0,023тонн; Металлолом -2,05 тонны; Коммунальные отходы (ТБО) -14,4 тонн.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий:

- выхлопные трубы дизелей выведены в емкости с водой (гидрозатворы) с целью искрогашения и улавливания сажи;
- дизельное топливо хранится в емкостях, оборудованных дыхательными клапанами;
- на устье скважин устанавливается противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважин в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу.

Предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на подземные воды:

- полная герметизация колонн с цементированием заколонного пространства с изоляцией флюидопластов и горизонтов друг от друга;
- локализация возможных проливов нефти,
- организованный сбор отходов бурения, сточных вод, замазученного грунта и вывоз их на обустроенный полигон.



Сокращение потенциальных источников загрязнения грунтовых вод возможно за счет выполнения ряда природоохранных мероприятий:

– бурение скважин должно проводиться на соответствующем оборудовании, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти.

Намечаемая деятельность относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Во время проведения скрининга для сбора замечаний и предложений общественности представленное заявление о намеряемой деятельности опубликовано на портале «Единый экологический портал», а также направлено в заинтересованные государственные органы.

#### **Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.**

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.

Возможные воздействия намеряемой деятельности на окружающую среду, предусмотренные п.25 Главы 3 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280 прогнозируются. Таким образом, необходимо проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду, в соответствии со следующими обоснованиями.

1. Намечаемая деятельность связана с производством, использованием, хранением, транспортировкой или обработкой веществ или материалов, способных нанести вред здоровью человека, окружающей среде или вызвать необходимость оценки действительных или предполагаемых рисков для окружающей среды или здоровья человека.

2. Приводит к образованию опасных отходов производства и (или) потребления.

3. Осуществляет выбросы загрязняющих (в том числе токсичных, ядовитых или иных опасных) веществ в атмосферу, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения – гигиенических нормативов.

4. Является источником физических воздействий на природную среду: шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей, световой или тепловой энергии, иных физических воздействий на компоненты природной среды.

5. Создает риски загрязнения земель или водных объектов (поверхностных и подземных) в результате попадания в них загрязняющих веществ.

6. Приводит к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

7. Повлечет строительство или обустройство других объектов (трубопроводов, дорог, линий связи, иных объектов), способных оказать воздействие на окружающую среду.

8. Оказывает потенциальные кумулятивные воздействия на окружающую среду вместе с иной деятельностью, осуществляемой или планируемой на данной территории.

9. Оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для её состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

10. Факторы, связанные с воздействием намеряемой деятельности на окружающую среду и требующие изучения.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».





120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124  
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80  
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул.Желтоқсан, 124  
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80  
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 года

**ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ»**

**Заключение  
об определении сферы охвата оценки воздействия  
на окружающую среду**

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 13.03.2024 г. вх.№KZ07RYS00571090

**Общие сведения.**

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Майкыз, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: XXIX-39-С (частично), XXIX-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: XXX-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года. Границы месторождения определены геологическим отводом. Площадь геологического отвода составляет 681,1 км<sup>2</sup>, глубина отвода - до отметки 2700 м. до кровли палеозоя.

Координаты геологического отвода:

Участок №1:

- 1) 46°15'25"СШ, 65°50'00"ВД
- 2) 46°20'00"СШ, 65°50'00"ВД
- 3) 46°20'00"СШ, 66°08'00"ВД
- 4) 46°06'25"СШ, 66°16'00"ВД
- 5) 46°06'25"СШ, 60°04'30"ВД
- 6) 46°17'25"СШ, 66°00'00"ВД
- 7) 48°18'25"СШ, 65°57'10"ВД

Участок №2:

- 1) 45°50'00"СШ, 65°46'15"ВД
- 2) 46°00'00"СШ, 65°46'40"ВД
- 3) 46°00'00"СШ, 65°57'00"ВД
- 4) 45°55'00"СШ, 65°57'00"ВД
- 5) 45°55'00"СШ, 65°58'30"ВД
- 6) 45°54'00"СШ, 65°59'20"ВД
- 7) 45°54'00"СШ, 66°00'00"ВД
- 8) 45°50'00"СШ, 66°00'00"ВД

В административном отношении месторождение Майкыз расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Географически Контрактная территория расположена в южной части Тургайской низменности. Ближайшими населёнными пунктами



являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км). На северо-западе от территории ТОО "Туран Барлау" расположена контрактная территория АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", эксплуатирующего группу месторождений Кумколь, связанная с г.Кызылорда асфальтированной дорогой. Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем. В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар – Шымкент, а в 50 км на запад находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда. Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арысқум – Майбулак протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Атасу - Алашанькоу с пунктом приёма и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

В физико-географическом отношении район работ представляет собой слабо всхолмленную суглинистую равнину с редкими массивами бугристых песков. Абсолютные отметки рельефа составляют 78-141 м над уровнем моря. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35°С, минимальная зимой -35°С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает 150 мм. Для района характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Непосредственно в районе работ отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства.

В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

#### **Краткое описание намечаемой деятельности.**

Ранее было получено «Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности» Номер: KZ61VWF00119340 Дата: 24.11.2023 г. Основные изменения данной «Разработки месторождения Майкыз» является бурение еще одной оценочной скважины глубиной 2200м, то есть на дату составления отчета соотношение запасов С1/С2 составляет 52% и 48%, что говорит о недоразведанности месторождения. В связи с этим с целью доизучения и перевода запасов категории С2 в категорию С1 запланировано бурение одной оценочной скважины глубиной 2200м, которая располагается в блоке IV на профиле по линии II- II на расстоянии 595м северо-западнее от скважины ЮМ-1.

Для I объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурено две скважины М-2 и М-3 с расстоянием между скважинами 320 м. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважин М-2 и М-3 на естественном режиме.

Общее количество скважин, составит 2 единицы. Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных. Вариант 3 (рекомендуемый). В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину М-4, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным завдонением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них одна скважина М-4 постепенно переводятся под закачку воды. В 3 варианте разработки предусматривается организация системы ППД закачкой воды во II эксплуатационном объекты. На дату составления отчета соотношение запасов С1/С2 составляет 52% и 48%, что говорит о недоразведанности месторождения. В связи с этим с целью доизучения и перевода запасов категории С2 в категорию С1 запланировано бурение одной оценочной скважины



глубиной 2200м, которая располагается в блоке IV на профиле по линии II- II на расстоянии 595м северо-западнее от скважины ЮМ-1.

Рекомендуемым вариантом разработки предусматриваются: ввод из консервации 5-ти скважин. Также предусматривается бурение 2 добывающих скважин, и 1 оценочной скважины глубиной 2200м.

Строительство добывающих скважин будет осуществляться буровой установкой типа ZJ-30 или другого аналога. При вводе из консервации будут использоваться установка УПА 60/80 или аналог. Добыча нефти на максимальный год (2026 год) составляет 17,7 тыс. тонн нефти, добыча нефтяного газа - 3,2 млн.м3/год. Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, вариант разработки 3 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим. По вариантам разработки 1 и 2 рентабельные извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти не достигают утвержденные ГКЗ Республики Казахстан величины В настоящее время, на месторождении Майкыз отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем марки «УН-0,2», тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС». Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу подается на устьевой нагреватель «УН-0,2». После подогрева нефтегазовый поток поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти.

Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажной емкости. Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти. Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой подогреватель «УН-0,2», а оставшийся газ, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа.

Срок реализации намечаемой деятельности — 2024-2037 годы.





### **Краткая характеристика компонентов окружающей среды.**

Общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: при бурении 1-ой добывающей скважины в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 216.5105901753 тонн, при строительстве 1-ой оценочной скважины – 14.129680134 г/сек и 275.300567416 тонн, при вводе из консервации 1 скважины – 23,6985366406 т/период; при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2026 год): 9.533342392 г/сек и 384.037229668 т/год.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Отвод хозяйственно-бытовых стоков предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют. Сброс отсутствует.

В процессе разработки месторождения образуются опасные и неопасные виды отходов. Предварительный перечень отходов в процессе строительства 1 скважины составит: 1534,60954 тонн (от 2 добывающих и 1 оценочной скважины 4603,82862 тонн), в том числе Буровой шлам-717,6778 тонн; ОБР- 794,8546 тонн; Отработанное масло-9,36324 тонн; ТБО- 5,249 тонн; Металлолом -5,07 тонн; Огарки использованных электродов-0,0363 тонн; Пустая бочкотара -0,5 тонн; Использованная тара -1,5 тонн; Промасленная ветошь - 0,3556 тонн; Отработанные люминесцентные лампы - 0,003 тонн.

Предварительный перечень отходов при вводе из консервации 1 скважины составит: 242,761 тонн, в том числе: Отработанное масло - 2,85 тонн; Буровой шлам - 324,466 тонн; Буровой раствор - 313,748 тонн; Использованная тара - 1,5 тонн. Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 118,5636 тонн, в том числе: Отработанные люминесцентные лампы - 0,0093 тонн; Промасленная ветошь -0,254 тонн; Отработанные масла-3,9 тонн; Огарки сварочных электродов-0,023тонн; Металлолом -2,05 тонны; Коммунальные отходы (ТБО) -14,4 тонн.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий:

- выхлопные трубы дизелей выведены в емкости с водой (гидрозатворы) с целью искрогашения и улавливания сажи;
- дизельное топливо хранится в емкостях, оборудованных дыхательными клапанами;
- на устье скважин устанавливается противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважин в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу.

Предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на подземные воды:

- полная герметизация колонн с цементированием заколонного пространства с изоляцией флюидопластов и горизонтов друг от друга;
- локализация возможных проливов нефти,
- организованный сбор отходов бурения, сточных вод, замазученного грунта и вывоз их на обустроенный полигон.

Сокращение потенциальных источников загрязнения грунтовых вод возможно за счет выполнения ряда природоохранных мероприятий:



–бурение скважин должно проводиться на соответствующем оборудовании, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти.

#### **Выводы.**

1. Представить описание текущего состояния компонентов окружающей среды в сравнении с экологическими нормативами, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами.

2. Необходимо представить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учётом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.

3. Дать характеристику технологических процессов, в результате которых предусматриваются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Представить перечень загрязняющих веществ, их объёмы.

4. Представить классы опасности и предполагаемый объём образующихся отходов.

5. Включить природоохранные мероприятия по охране недр и мероприятия по обращению с отходами.

6. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием объектов окружающей среды.

7. Согласно п.25 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно «Правилам проведения общественных слушаний» от 03.08.2021 г. №286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, посёлков, сёл), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населённых пунктах.

9. Необходимо учесть перечень мероприятий по охране окружающей среды согласно Приложению 4 к Кодексу.

10. Согласно п.1, п.2 и п.3 ст.238 Кодекса при проведении работ учесть экологические требования при использовании земель:

1. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

2. Недропользователи при проведении операций по недропользованию, иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

3. При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

11. Представить характеристику образуемых в процессе эксплуатации отходов и методы их утилизации; указать объёмы образования всех видов отходов при намечаемой деятельности с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также



предусмотреть альтернативные методы использования отходов. В соответствии с Классификатором отходов от 06.08.2021 г. №314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».

**Руководитель  
Департамента экологии  
по Кызылординской области**

**Өмірсерікұлы Н.**

*Исп. Ахметова Г.  
Тел. 230019*



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

