



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 «BRP OIL»

**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 12.07.2024 г. вх. № KZ39RYS00702531

Общие сведения.

В административном отношении месторождение Жамансу расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Географически лицензионная территория занимает южную часть Южно-Торгайской впадины. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожным станциям является г. Кызылорда (к югу - 120 км). Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом-западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные, скорость 3-4 м/сек. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35°C, минимальная зимой -35°C. 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. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Жамансу, является ТОО «BRP Oil», согласно Контракта на добычу углеводородов №5321 от 14 февраля 2024 года. Границы месторождения определены горным отводом. Площадь горного отвода составляет 880,39 км², глубина отвода - абсолютная отметка минус 2330,5 м. Координаты геологического отвода:

Участок №1:

- 1) 45о38'44"СШ, 66о00'00"ВД
- 2) 45о40'00"СШ, 66о50'00"ВД
- 3) 45о40'00"СШ, 66о38'18"ВД
- 4) 45о23'29"СШ, 66о33'18"ВД
- 5) 45о23'29"СШ, 66о24'17"ВД.



Краткое описание намечаемой деятельности.

Намечаемая деятельность –разработка месторождения Жамансу.

Рассмотрены три варианта разработки.

В отчете исходя из геологических запасов, для каждого свода рассмотрены следующие варианты разработки: для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м. Плотность сетки скважин составит 16 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение одну проектную добывающую скважину. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных 1-ой скважины составит 2 единиц.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300х300 м. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение 2 проектных добывающих скважин. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных 1-ой скважины составит 3 единиц.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, 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 заводнением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме без бурения при этом общее количество скважин составит 3 единицы (№7, 9,10).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300х300 м. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение 2 проектных добывающих скважин. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных скважин составит 5 единиц.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, 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 заводнением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 4 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Для III объекта, рассмотрены 2 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме при этом общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных скважин составит 3 единиц (№6, 8,11).

Вариант 2. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300х300 м. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение 2 проектных добывающих скважин. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных скважин составит 5 единиц.



Для I-го возвратного объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти.

Данный вариант предусматривает перевод из II-го объекта после выработки запасов одну скважину №7. Для II-го возвратного объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти. Данный вариант предусматривает перевод из III-го объекта после выработки запасов одну скважину №9. Для III-го возвратного объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти. Данный вариант предусматривает перевод из I-го объекта после выработки запасов одну скважину №5.

Рекомендуемым вариантом разработки предусматриваются: ввод из бурения 6-ти добывающих скважин глубиной 2500м (+250). Строительство добывающих скважин будет осуществляться буровой установкой типа ZJ-40 или другого аналога. При испытании установкой УПА 60/80 или аналог. Добыча нефти на максимальный год (2035 год) составляет 17,3 тыс. тонн нефти, добыча нефтяного газа - 3,229 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. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем, тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефти и воды «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. 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 дренажный бак. 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. Нефть и вода затем поступает в накопительную емкость «РГС», слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой, а оставшийся газ, сжигается на дежурной факельной горелке. Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинчатого типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском 3-х фазного 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 газосбоную. Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного



сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линий до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости. После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала. Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме. Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю. Система внутри промыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой. На месторождении часть попутного газа будет использоваться на нужды промысла в качестве топлива для устьевого подогревателя.

Срок реализации — 2025-2058 годы.

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Жамансу, является ТОО «BRP Oil», согласно Контракта на добычу углеводородов №5321 от 14 февраля 2024 года. Целевое назначение - осуществление операций по недропользованию на месторождении Жамансу. Срок контракта до 14.02.2049г.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды.

Водоохранные зоны и полосы отсутствуют, необходимость в установлении отсутствует. Проведение работ характеризуется потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества. На технологические нужды будет использоваться техническая вода. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых. Питьевая вода бутилированная, привозная согласно договору. Водоснабжение водой буровой бригады для хозяйственных и технических нужд будет осуществляться автоцистернами с ближайшего населенного пункта.

Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Объемов потребления воды при строительстве одной скважины составляет - 3562,4 м³; при эксплуатации на 1 год - 3562,4 м³.

Вода используется на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых.

Растительный мир представлен формами, типичными для пустынных зон с солончаковыми и песчаными почвами. На территории предполагаемого строительства зеленые насаждения отсутствуют.

Приобретение и пользование животным миром не предусматривается.

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин, также при разработке проекта обустройства месторождения. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций. Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

Риски истощения используемых природных ресурсов, согласно проектным решениям, отсутствуют. Земли, нарушенные в результате функционирования скважин, по минимизации



в них надобности приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования. После ликвидационных работ будет проведена рекультивация земель.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: при бурении 1-ой добывающей скважины в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 216.5105901753 тонн (от 6-ти будут 1299,06354105 тонн), при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2035 год): 29.533342392 г/сек и 384.037229668 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) (оксид) (516), Сероводород (Дигидросульфид) (518), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163), Формальдегид (Метаналь) (609), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6-C 10 (1503*), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*), Алканы C12-19 /в пересчете на C / (Углеводороды предельные C12-C 19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10), Взвешенные частицы (116), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494), Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*). Класс опасности веществ варьируется с 2 по 3: Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*), Бензол (64), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203), Метилбензол (349). Объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

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 6 добывающих скважин 9207,65724 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).

Мониторинг состояния воздушного бассейна будет осуществляться путем организации точек отбора проб атм. воздуха. Периодичность наблюдения за уровнем загрязнения атм. воздуха 1 раз в квартал. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам ОС не выявлено. Необходимость проведения полевых исследований отсутствует. Исследованная территория входит в зону приморских полупустынь с присущими для них почвенными и растительными комплексами. Территория проведения работ не расположена в пределах водоохранной зоны и/или прибрежной защитной полосы водных объектов. Поверхностные воды в пределах рассматриваемой территории отсутствуют. Вблизи расположения проведения работ отсутствуют посты наблюдения атмосферного воздуха. В целом, экологическое состояние окружающей среды в районе влияния месторождения оценивается как удовлетворительное и соответствует природоохранному законодательству.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух предусмотрены 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.

Будут предусмотрены 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.

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.

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. Создаёт 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. Повлечёт 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 намечаемой 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, размещённого 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 «BRP OIL»

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

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 12.07.2024 г. вх. № KZ39RYS00702531

Общие сведения.

В административном отношении месторождение Жамансу расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Географически лицензионная территория занимает южную часть Южно-Торгайской впадины. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожным станциям является г. Кызылорда (к югу - 120 км). Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом-западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные, скорость 3-4 м/сек. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35°C, минимальная зимой -35°C. 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. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Жамансу, является ТОО «BRP Oil», согласно Контракта на добычу углеводородов №5321 от 14 февраля 2024 года. Границы месторождения определены горным отводом. Площадь горного отвода составляет 880,39 км², глубина отвода - абсолютная отметка минус 2330,5 м. Координаты геологического отвода:

Участок №1:

- 1) 45о38'44"СШ, 66о00'00"ВД
- 2) 45о40'00"СШ, 66о50'00"ВД
- 3) 45о40'00"СШ, 66о38'18"ВД
- 4) 45о23'29"СШ, 66о33'18"ВД
- 5) 45о23'29"СШ, 66о24'17"ВД.



Краткое описание намечаемой деятельности.

Намечаемая деятельность – разработка месторождения Жамансу.

Рассмотрены три варианта разработки.

В отчете исходя из геологических запасов, для каждого свода рассмотрены следующие варианты разработки: для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м. Плотность сетки скважин составит 16 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение одну проектную добывающую скважину. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных 1-ой скважины составит 2 единиц.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300х300 м. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение 2 проектных добывающих скважин. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных 1-ой скважины составит 3 единиц.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, 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 заводнением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме без бурения при этом общее количество скважин составит 3 единицы (№7, 9,10).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300х300 м. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение 2 проектных добывающих скважин. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных скважин составит 5 единиц.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, 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 заводнением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 4 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Для III объекта, рассмотрены 2 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме при этом общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных скважин составит 3 единицы (№6, 8,11).

Вариант 2. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300х300 м. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение 2 проектных добывающих скважин. Общее количество скважин, с учетом ранее пробуренных скважин составит 5 единиц.



Для I-го возвратного объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти.

Данный вариант предусматривает перевод из II-го объекта после выработки запасов одну скважину №7. Для II-го возвратного объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти. Данный вариант предусматривает перевод из III-го объекта после выработки запасов одну скважину №9. Для III-го возвратного объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти. Данный вариант предусматривает перевод из I-го объекта после выработки запасов одну скважину №5.

Рекомендуемым вариантом разработки предусматриваются: ввод из бурения 6-ти добывающих скважин глубиной 2500м (+250). Строительство добывающих скважин будет осуществляться буровой установкой типа ZJ-40 или другого аналога. При испытании установкой УПА 60/80 или аналог. Добыча нефти на максимальный год (2035 год) составляет 17,3 тыс. тонн нефти, добыча нефтяного газа - 3,229 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. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем, тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефти и воды «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. 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 дренажный бак. 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. Нефть и вода затем поступает в накопительную емкость «РГС», слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой, а оставшийся газ, сжигается на дежурной факельной горелке. Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинчатого типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском 3-х фазного 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 газосбоную. Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного



сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линий до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости. После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала. Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме. Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю. Система внутри промыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой. На месторождении часть попутного газа будет использоваться на нужды промысла в качестве топлива для устьевого подогревателя.

Срок реализации — 2025-2058 годы.

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Жамансу, является ТОО «BRP Oil», согласно Контракта на добычу углеводородов №5321 от 14 февраля 2024 года. Целевое назначение - осуществление операций по недропользованию на месторождении Жамансу. Срок контракта до 14.02.2049г.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды.

Водоохранные зоны и полосы отсутствуют, необходимость в установлении отсутствует. Проведение работ характеризуется потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества. На технологические нужды будет использоваться техническая вода. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых. Питьевая вода бутилированная, привозная согласно договору. Водоснабжение водой буровой бригады для хозяйственных и технических нужд будет осуществляться автоцистернами с ближайшего населенного пункта.

Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Объемов потребления воды при строительстве одной скважины составляет - 3562,4 м³; при эксплуатации на 1 год - 3562,4 м³.

Вода используется на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых.

Растительный мир представлен формами, типичными для пустынных зон с солончаковыми и песчаными почвами. На территории предполагаемого строительства зеленые насаждения отсутствуют.

Приобретение и пользование животным миром не предусматривается.

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин, также при разработке проекта обустройства месторождения. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций. Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

Риски истощения используемых природных ресурсов, согласно проектным решениям, отсутствуют. Земли, нарушенные в результате функционирования скважин, по минимизации



в них надобности приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования. После ликвидационных работ будет проведена рекультивация земель.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: при бурении 1-ой добывающей скважины в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 216.5105901753 тонн (от 6-ти будут 1299,06354105 тонн), при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2035 год): 29.533342392 г/сек и 384.037229668 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) (оксид) (516), Сероводород (Дигидросульфид) (518), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163), Формальдегид (Метаналь) (609), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6-C 10 (1503*), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*), Алканы C12-19 /в пересчете на C / (Углеводороды предельные C12-C 19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10), Взвешенные частицы (116), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494), Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*). Класс опасности веществ варьируется с 2 по 3: Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*), Бензол (64), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203), Метилбензол (349). Объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

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 6 добывающих скважин 9207,65724 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).

Мониторинг состояния воздушного бассейна будет осуществляться путем организации точек отбора проб атм. воздуха. Периодичность наблюдения за уровнем загрязнения атм. воздуха 1 раз в квартал. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам ОС не выявлено. Необходимость проведения полевых исследований отсутствует. Исследованная территория входит в зону приморских полупустынь с присущими для них почвенными и растительными комплексами. Территория проведения работ не расположена в пределах водоохранной зоны и/или прибрежной защитной полосы водных объектов. Поверхностные воды в пределах рассматриваемой территории отсутствуют. Вблизи расположения проведения работ отсутствуют посты наблюдения атмосферного воздуха. В целом, экологическое состояние окружающей среды в районе влияния месторождения оценивается как удовлетворительное и соответствует природоохранному законодательству.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух предусмотрены 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.

Будут предусмотрены 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.

Выводы.

При разработке отчёта о возможных воздействиях:

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. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложению 4 к Кодексу.

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н.Өмірсерікұлы

*Исп. Ахметова Г.
Тел. 230019*



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

