

KZ90RYS00702195

12.07.2024 г.

Заявление о намечаемой деятельности

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:
для физического лица:

фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), адрес места жительства, индивидуальный идентификационный номер, телефон, адрес электронной почты;

для юридического лица:

Товарищество с ограниченной ответственностью "ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ", 120014, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.Кызылорда, улица Динмухамед Конаев, строение № 4, 181140010632, АБДУКАРИМОВ НУРМУХАМЕД СЕРИКОВИЧ, 8 (7242) 299881, Bakhyt.Lebekov@petrokazakhstan.com

наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

2. Общее описание видов намечаемой деятельности, и их классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс) Разработка месторождения Жанбыршы согласно – «Проекта разработки месторождения Жанбыршы». Целью настоящего проекта является совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Жанбыршы. Классификация согласно Приложению 1 Экологического Кодекса - Раздел 2. п. 2.1. разведка и добыча углеводородов..

3. В случаях внесения в виды деятельности существенных изменений:

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса) - Ранее на «Проект разработки месторождения Жанбыршы» не была проведена оценка воздействия на окружающую среду согласно (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса).;

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее было выдано заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду (подпункт 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса) - Ранее на «Проект разработки месторождения Жанбыршы» заключения о результатах скрининга воздействия деятельности не было выдано. Согласно подпункта 4 пункта 1 статьи 65 Кодекса. Скрининг ранее не проводился..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест В административном отношении месторождение Жанбыршы расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении структура занимает южную часть Тургайской впадины (рис. 1.1). Площадь горного отвода составляет 78,13 км², глубина – минус 750 м. Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (к югу 110 км), станция Теренозек (к юго-западу 100км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80 км). Район представляет собой полупустынную равнину Центрального Казахстана с типичными растительностью и животным миром. Рельеф на юге и севере площади представляет собой равнину, ее

поверхностная высота снижается к центру блока разведки. Пустыня проходит через центр от запада к востоку и в большинстве мест имеются маленькие песчаные дюны. Солончак в северо-западной части блока разведки негативно воздействует на производственную деятельность. Абсолютные высоты находятся выше уровня моря и изменяются в пределах от 100 м до 170 м от севера к югу. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией воды до 4 г/л. Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем – минус 15оС (до минус 40оС), летом – плюс 27оС (до плюс 45оС). Для района характерны сильные ветры, летом - западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные. Дорожная сеть представлена грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы. На юго-западном направлении от месторождения имеется выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Жосалы, где установлены два независимых нефтеналивных терминала, один из которых принадлежит компании “CNPC”. Нефтепровод «Кумколь-Каракоин-Шымкент» проходит в 80 км к северо-востоку. Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Жосалы соединяет также нефтепровод «Кызылкия-Арыс-Майбулак», протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу «Кумколь-Атасу-Алашанькоу» с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции На месторождении по состоянию на 01.01.2024г к фонду структур недропользователя – ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» в пределах Горного отвода пробурено 11 скважин, из них: 4 скважин (№№ 1, 2, 3, 4,) являются поисково-разведочным, 3 (№№ 5, 6, 7) - оценочным, 4 (№№ 8, 9, 10, 11,) - разведочными. Из 11 пробуренных скважин 1 скважина ликвидировано по геологическим причинам (№ 4). Максимальная годовая добыча нефти составит 37,2 тыс. т, максимальная добыча жидкости 54,24 тыс. т., максимальная добыча газа – 0,349 млн.м3. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях. Плотность в поверхностных условиях нефти меловых (АС-2, А-1-2, А-1-3) горизонтов изменяется в пределах от 0,890 г/см3 до 0,932 г/см3. Нефть месторождения тяжелой, высоковязкой, малосернистый, малосмолистый, малопарафинистый. Газ состоит, в основном, из метана – 96,97 мольн. %. Величина плотности газа составляет 0,844 кг/м3. Содержание углекислого газа отсутствует. Компонентный состав газа Газ характеризуется как свободный газ газовой залежи - сухой, низкоазотный, бессернистый, низкоуглекислый. Теплотворность (теплота сгорания) при 20 °С: высшая – 8765,64 ккал/ м3, низшая – 7896,2 ккал/м3..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Проектом разработки рассмотрено 4 варианта дальнейшей разработки месторождения. Рассмотренные три варианта разработки для каждого эксплуатационного объекта различаются режимами разработки залежей, плотностями сеток скважин, технологическими режимами эксплуатации скважин. Так как на месторождении не реализован проект ППЭ, вопросы углубленного изучения геолого-промысловых характеристик, в т.ч. фильтрационно-емкостных параметров пласта, ожидаемого режима работы залежи, активности водоносной части пласта (законтурных и подошвенных вод) остались недоизученными. В связи с этим, разработка месторождения должна быть проведена в 2 этапа: • I этап разработки, первый год прогнозного периода; • II этап разработки, начиная с 2 года прогнозного периода. На I этапе разработки для уточнения режима работы залежи необходимо выполнить: выявление характера изменения пластового давления в процессе эксплуатации залежи, оценку потенциала упругой энергии пластовой системы, оценку активности законтурной водоносной области, уточнить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, продуктивности скважин, оптимальную депрессию на продуктивные пласты, оптимальные режимы эксплуатации добывающих скважин по данным длительной эксплуатации, а также уточнить физико-химические свойства нефти. Также предусмотрены ОПИ виде проведения технологии ПТОС. На основе полученных данных I этапа разработки, возможно, появится необходимость в уточнении исходных параметров для дальнейших расчетов прогнозной добычи нефти. Ниже представлено описание рассмотренных вариантов разработки выделенных эксплуатационных объектов месторождения. Вариант 1 является базовым, с вводом из консервации 6 нефтяных скважин (№№ 1, 2, 6, 7, 9, 10) и с разделением на 2 этапа разработки: на I этапе предусматривается подключение 2 скважин в добычу фонтанным способом с разработкой залежей на естественном режиме. На втором этапе, в рамках данного варианта

предусматривается дополнительный ввод из бурения 11 скважин: №№ 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 60, 61. Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки и отличается применением технологии паротепловой обработки скважин (ПТОС) во всех скважинах, дополнительной перфорацией и переводом скважин на другие эксплуатационные объекты после обводнения их продукцией. При этом режим работы залежи – водонапорный, с применением ППД закачкой воды. ПТОС предусмотрено проводить в 4 цикла в год во всех скважинах. Продолжительность ПТОС – до конца разработки. Вариант 3 в отличие от 2 варианта предусматривает применение технологии закачка горячей воды в качестве альтернативной технологии добычи нефти. Вариант 4 основан на проектных решениях 2 варианта дополнительным бурением 5 добывающих скважин с применением технологий ПТОС. С целью дальнейшего изучения строения залежей УВ, характера распространения пластов-коллекторов и уточнения положения газоводонефтяных контактов месторождения предусмотрено дострел ранее не опробованных горизонтов, для перевода запасов нефти с категории С2 в категорию С1 произвести опробование скважины №11 горизонта А-1-3 (инт. 460-477м). В настоящее время месторождения не обустроено, планируется использовать следующее оборудование для системы сбора продукции скважин: 1. АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка) – 1 ед.; 2. Трехфазный сепаратор (С-1) – 1 ед.; 3. Газосепаратор (ГС-1) - 1 ед.; 4. Печь подогрева (ПП-063) – 2 ед.; 5. Факел (Ф-1) – 1 ед.; 6. Технологический емкость (Е-1) – 2 ед.; 7. Товарный емкость (Е-2) – 2 ед.; 8. Водяной емкости (Е-3) – 2 ед.; 9. Насосный блок (НБ). На месторождении Жанбыршы сбор и транспортировка нефти будет осуществляться по следующей схеме (рис. 6.3): Нефтегазовая смесь поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), которая предназначена для автоматического индивидуального замера дебита скважин по нефти и газу. После индивидуального замера, газожидкостная смесь поступает на трехфазный сепаратор (С-1). Отделившийся от жидкости газ направляется.

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) В рамках проекта планируется начало реализации работ в 2025 г. Завершить период разработки планируется 2070 году..

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и постутилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования Проектируемый объект – месторождение Жанбыршы расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении структура занимает южную часть Тургайской впадины (рис. 1.1). Площадь горного отвода составляет 78,13 км², глубина – минус 750 м. Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (к югу 110 км), станция Теренозек (к юго-западу 100км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80 км). Недропользователем месторождения Жанбыршы являются ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл» согласно Контракту №1057 от 11.12.2002г. на разведку и добычу углеводородного сырья. В рамках Дополнения №21 от 04.04.2023г (Государственный регистрационный № 5203-УВС) к Контракту закреплен подготовительный период на 3 года со сроком до 04.04.2026г. В качестве представителя недропользователей ТОО "Кольжан" и ТОО "SSM-Ойл" при проведении операций по недропользованию с 06.12.2018г является компания ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»;

2) водных ресурсов с указанием:

предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохраных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности Предприятие не подключено к водопроводным сетям. Привозная вода используется для питьевых нужд. Для производственных, хозяйственно-бытовых и административных процессах используется вода из водозаборной скважины. Проживание персонала на месторождении Жанбыршы не предусматривается. Все условия для жизнедеятельности рабочего персонала месторождения Жанбыршы (питание, проживание и др.) предусматривается на территории существующего вахтового поселка на месторождении Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг». В связи с чем, не представлены объемы водопотребления и водоотведения для столовой, душевых, прачечных и т.д. Водоснабжение на территории месторождения Западный Тузколь обеспечивается привозной водой: водоснабжение вахтового поселка выполняется от 2-х скважин – одна рабочая, одна резервная, с дебитом 11

л/с каждая. Для технических нужд вода привозится автосицистернами из водозаборной скважины 3182, расположенной на расстоянии 55 км на территории месторождения Западный Тузколь. Схема водоснабжения вахтового поселка: вода из скважины подается в резервуар технической воды емкостью 50 м³, затем насосом производительностью 17 м³/час и напором 10 м подается на станцию (установку) водоподготовки. После очистки вода сливается в резервуар чистой воды и далее насосами подается потребителю. В основном для водоподготовки используют скважины №3182, № 5532, а скважина №5534 используется частично по мере необходимости объема потребления воды. Для питьевых целей используется бутилированная вода привозимая из г.Кызылорда. На хозяйственные нужды рабочего персонала используется вода, поступающая после водоподготовки, по водопроводной трубе. Район расположения месторождения Жанбыршы характеризуется отсутствием поверхностных вод, в связи с этим водоохраных зон поверхностных водоёмов на территории месторождения нет.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях соответствует требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды. ;

объемов потребления воды Объем водопотребления и водоотведения: при расконсервации 6 скважин: водопотребление – 1190,7 м³/год, водоотведение – 952,56 м³/год. при бурении 11 скважин: водопотребление – 3690,225 м³/год, водоотведение – 2952,18 м³/год, при испытании скважины №11 в целях доразведки – 716,625м³/год, водоотведение – 573,3м³/год, Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки. Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе. Сбросы сточных вод непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.; операций, для которых планируется использование водных ресурсов. На месторождении планируется использование привозной пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд для работающего персонала.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Привозная вода используется для питьевых нужд. Для производственных, хозяйственно-бытовых и административных процессах используется вода из водозаборной скважины.;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Месторождение расположено на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» и ТОО «Кольжан», имеющего Контракт №1057 от 11.12.2002г на разведку и добычу в пределах блоков XXX-38-D (частично), Е, F; XXX-39-D, Е (частично), F; XXX-40-D (частично); XXXI-38-B (частично), С (частично); XXXI-39-A, В, расположенных в Кызылординской области Республики Казахстан. Лицензионный участок недр для добычи нефти (Горный отвод) имеет площадь 78,13 кв.км и глубину разработки до минус 750 м. Географические координаты горного отвода месторождения Жанбыршы: 1) 45°37'59,22" с.ш; 65°39'18,52" в.д., 2) 45°38'57,53" с.ш; 65°43'40,11" в.д., 3) 45°36'02,09" с.ш; 65°50'00" в.д., 4) 45°33'56,62" с.ш; 65°49'59,99" в.д., 5) 45°33'14,09" с.ш; 65°46'02,96" в.д.;

4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации В предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности отсутствуют зеленые насаждения отсутствуют. ;

5) видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием :

объемов пользования животным миром Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

операций, для которых планируется использование объектов животного мира Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования Технологическое и энергетическое топливо – Попутный нефтяной газ на собственные нужды , дизельное топливо. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.; Водоснабжение промысла, осуществляется из ближайших поселков.;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Риски истощения используемых природных ресурсов, согласно проектным решениям, отсутствуют..

9. Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей) Ориентировочные суммарные выбросы от стационарных источников при эксплуатации месторождения составляет – 4,6854002г/с, 57,5425749т/г. Наименование загрязняющих веществ и их класс опасности: Азота (IV)диоксид(2кл)– 18,195762362, Азот (II) оксид(3кл) – 2,956856384, Углерод(3 кл) – 1,227868635, Сера диоксид(3 кл) – 2,7735, Сероводород(2кл)- 0,003201736, Углерод оксид (4кл) - 17,388386348, Метан(не кл.) – 3,406255659, Смесь углеводородов предельных C1-C5(не кл.) – 2,6180028, Смесь углеводородов предельных C6-C10(не кл.) – 0,877334, Бензол (2кл) – 0,229604, Диметилбензол (3кл) – 0,0704988, Метилбензол (3кл) - 0,1443476, Бенз/а/пирен(1кл) - 0,000030854, Формальдегид (2кл) – 0,28185, Масло минеральное(не кл.) – 0,00009662, Алканы C12-C19(4 кл) – 7,368979064. Выбросы от стационарных источников при бурении 11 добывающих скважин, составляет – 219,7010119г/с, 371,8056395т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,021494, Марганец и его соедин/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,003806, Азота (IV) диоксид(2кл) – 138,913896, Азот (II) оксид(3кл) – 22,5735081, Углерод (3кл) – 8,68483, Сера диоксид (3кл) – 21,702505, Сероводород(2кл) – 0,008890684, Углерод оксид (4кл) – 112,87408, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,00088, Метан(не кл.) – 3,406255659, C1-C5(не кл.) – 5,7829112, C6-C10(не кл.) – 2,367013, Бензол (2 кл) - 0,072149, Диметилбензол (3 кл) – 0,0221672, Метилбензол (3кл) - 0,0453244, Бенз/а/пирен(1кл) - 0,000238744, Формальдегид(2кл) – 2,170729, Масло минеральное(не кл.) – 0,00288288, C 12-C19(4кл) – 54,06345952, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20(3 кл.) – 2,37226 тонн. Выбросы при вводе 6 скважин из консервации, составляет – 30,23873894г/с, 12,7894774т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,003846, Марганец и его соедин/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,0003312, Азота (IV) диоксид(2кл) – 4,733532, Азот (II) оксид(3кл) – 0,7691112, Углерод (3кл) – 0,286962948, Сера диоксид (3кл) – 0,923652, Сероводород(2кл) – 0,00057786, Углерод оксид (4кл) – 4,040508, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,00027, Фториды неорганические плохо растворимые (2кл) - 0,001188, C1-C5(не кл.) – 0,032163, C6-C10(не кл.) – 0,0118944, Бензол (2 кл) - 0,0029976, Диметилбензол (3 кл) – 0,00090438, Метилбензол (3кл) - 0,00188382, Бенз/а/пирен(1кл)- 0,000008046, Формальдегид(2кл)–0,07099989, C12-C19 (4кл) – 1,908143052, Пыль неорганическая (3 кл.) – 0,000504т. Выбросы при опробовании скважины №11 с целью доразведки, составляет – 7,4766518 г/с, 17,784845 т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,000586, Марганец и его соедин/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,0001038, Азота (IV) диоксид(2кл) – 6,15302259, Азот (II) оксид(3кл) – 0,99986617, Углерод (3кл) – 0,44035883, Сера диоксид (3кл) – 0,9501, Сероводород(2кл) – 0,00092548, Углерод оксид (4кл) – 5,54370827, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,000024,

Метан(не кл.) – 0,09011971, C1-C5(не кл.) – 0,7893884, C6-C10(не кл.) – 0,291966, Бензол (2 кл) - 0,010198, Диметилбензол (3 кл) – 0,0020684, Метилбензол (3кл) - 0,0064158, Бенз/а/пирен(1кл)- 1,0452Е-05, Формальдегид(2кл– 0,09501, Масло минеральное(не кл.) – 0,000176, C12-C19(4кл) – 2,38105692, Пыль неорганическая(3 кл.) – 0,02974т/пер..

10. Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей Сброс сточных вод в рельеф местности и на природные водоёмы, водотоки не предусматривается..

11. Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей ТОО «ТМГО» на своем балансе имеет «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов производства и потребления» который действует с 30.09.2019 года. (Заключение ГЭЭ на рабочий проект № N061-0063/190 от 30.09.2019 г.). Отходы производства и потребления по мере образования подлежат вывозу на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь с дальнейшей переработкой на термодеструкционных установках ТДУ Фактор 2000-ОС, Фактор ТДУ-200-ЖДТ и Инсинератор BRENER-1000, что позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью. В результате сжигания на данных установках образуется отожженный грунт 4-го класса опасности. Не подлежащие к утилизации на участке производственные отходы передаются сторонним организациям на договорной основе. Металлолом и огарки сварочных электродов передаются на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе. Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, оборудования и т.д. Сбор осуществляется на производственных участках, в цехах и подразделениях в металлические контейнеры с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по мере накопления. Далее утилизируется на установке Инсинератор BRENER-1000. Твердо-бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала. Представлены офисными и пищевыми отходами и сметом с территории предприятия. ТБО складироваться в металлических раздвижных контейнерах с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по мере его образования на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь. Объем образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения, составить: 11,207 т/год в.т.ч. отходов производства – 11,207 т/г. Опасные отходы: нефтешлам (05 01 03*) – 1,449 т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 4,5 т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,508 т/г, использованная тара (15 01 10*) – 3,75 т/г. Не опасные отходы: металлолом (17 04 07) – 1 т/г. Объем образования отходов производства и потребления при бурении 11 добывающих скважин, составить: 2530,165 т/г, в.т.ч. отходов производства – 2518,428 т/г, отходов потребление – 11,737т/г, в том числе, опасные отходы: буровой шлам - (01 05 05*) – 1249,27 т/г, отработанный буровой раствор (01 05 06*) – 1187,23т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,6985т/г, использованная тара (мешки) (15 01 10*) – 13,86т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 45,1 т/г. Не опасные отходы: металлолом (17 04 07) – 22,22 т/г, огарки сварочных электродов- (120113) – 0,0495т/г, Коммунальные отходы (ТБО) (20 03 01) – 11,737т/г. Объем образования отходов производства и потребления при расконсервации 6 скважин, составить: 0,4443 т/г, в.т.ч. отходов производства – 0,2463 т/г, отходов потребление – 0,198 т/г, в том числе, опасные отходы: промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,24 т/г, Не опасные отходы: огарки сварочных электродов- (120113) – 0,00735т/г, Коммунальные отходы (ТБО) - (20 03 01) – 0,231т/г. Объем образования отходов производства и потребления при испытании скважины №11 составить: 11,701 т/г, в.т.ч. отходов производства – 8,398 т/г, отходов потребление – 3,303т/г. Опасные отходы: промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,0635 т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 5,05 т/г, использованная тара (мешки) (15 01 10*) – 1,26т/г. Не опасные отходы: металлолом - (17 04 07) – 2,02 т/г, огарки сварочных электродов- (120113) – 0,0045т/г, Твердо-бытовые отходы (ТБО) - (20 03 01) – 3,303т/г..

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений Экологическое разрешение на воздействие – Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан..

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и

(или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты) Так как рассматриваемый участок начинает свою деятельность после утверждения проекта разработки месторождения, экологические исследования, экологический мониторинг на месторождении не проводились. При реализации данного проекта недропользователь обязуется осуществлять производственный экологический контроль (мониторинг) окружающей среды, согласно законодательству РК

..

14. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности Воздействие на окружающую среду при разработке месторождения Жанбыршы допустимо принять как воздействие средней значимости. Уровень воздействия характеризуется как минимальный. Учитывая характер технического процесса, выбросы не будут постоянными, их объемы будут изменяться в соответствии с техническими операциями и сочетания используемого в каждый момент времени оборудования. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух несут кратковременный характер. После окончания работ воздействие прекратится, а показатель качества атмосферного воздуха не претерпит никаких изменений..

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости Трансграничное воздействие на окружающую среду не ожидается..

16. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий Атмосферный воздух. Для уменьшения выбросов в приземный слой атмосферы и их воздействия должны быть предусмотрены следующие мероприятия: • строгое соблюдение технологического регламента работы техники; • постоянная проверка двигателей автотранспорта на токсичность; • применение технологических установок и оборудования, исключающих создание аварийных ситуаций; Почвенно-растительный покров. необходимо предусмотреть: • рациональное использование земель, ведение работ в пределах отведенной территории; • регламентацию передвижения транспорта; • техническая рекультивация нарушенных земель; • применение экологически безопасных материалов; • проведение комплекса специальных противозерозионных и противодиффузионных мероприятий. Животный мир. В целях предотвращения гибели объектов животного мира в период строительства должны быть предусмотрены следующие мероприятия: • максимальное сохранение почвенно-растительного покрова; • минимизация освещения в ночное время на участках строительства; • строгое соблюдение технологии производства; • поддержание в чистоте прилегающих территорий; • инструктаж рабочих и служащих о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся и т.д. Поверхностные и подземные воды. выполнение следующих мероприятий: • постоянный контроль использования ГСМ на местах стоянки, своевременный сбор и утилизация возможных протечек ГСМ. Отходы производства и потребления. К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления можно отнести: • сбор отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.); своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия. В ходе работ предусматривается свести до минимума получение и накопление отходов за счет применения организационно-технических мероприятий..

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) В рамках настоящего проекта рассмотрено 4 варианта дальнейшей разработки месторождения, различающиеся переводами между объектами, под нагнетание и вводом из бурения. Вариант 1 является базовым, с вводом из консервации 6 нефтяных скважин (№№ 1, 2, 6, 7, 9, 10) и с разделением на 2 этапа разработки: на 1 этапе предусматривается подключение 2 скважин в добычу фонтанным способом с разработкой залежей на естественном режиме. На втором этапе, в рамках данного

варианта предусматривается дополнительный ввод из бурения 11 скважин: №№ 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 60, 61. Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки и отличается применением технологии паротепловой обработки скважин (ПТОС) во всех скважинах, дополнительной перфорацией и переводом скважин на другие эксплуатационные объекты после обводнения их продукцией. При этом режим работы залежи – водонапорный, с применением ППД закачкой воды. ПТОС предусмотрено проводить в 4 цикла в год во всех скважинах. Продолжительность ПТОС – до конца разработки. Вариант 3 в отличие от 2 варианта предусматривает применение технологии закачка горячей воды в качестве альтернативной технологии добычи нефти. Вариант 4 основан на проектных решениях 2 варианта дополнительным бурением 5 добывающих скважин с применением технологий ПТОС. Оценка воздействия на окружающую среду будет содержать полную оценку воздействия по вариантам разработки, предусмотренных в Проекте разработки..

- 1) В случае трансграничных воздействий: электронную копию документа, содержащего информацию о возможных существенных негативных трансграничных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду

Руководитель инициатора намечаемой деятельности (иное уполномоченное лицо):
Жумабеков Мансур

подпись, фамилия, имя, отчество (при его наличии)



