

KZ75RYS00779774

20.09.2024 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 "Бузачи Нефть", 050040, Республика Казахстан, г. Алматы, Медеуский район, Проспект АЛЬ-ФАРАБИ, дом № 108А, Квартира 5, 931240001487, АСАНОВА САУЛЕ ЕРЛАНОВНА, (727)2320808, kozhakova@buzachineft.kz

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) Работы по строительству в рамках проекта «Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» в соответствии с Приложением 2 Экологического кодекса РК (от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК), объект намечаемой деятельности относится к объектам, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным. (Раздел 2. п.2 Недропользование пп 2.8. наземные промышленные сооружения для добычи каменного угля, нефти, природного газа и руд), изложенные в Приложении 2 ЭК РК №400-VI ЗРК от 2 января 2021 г.) (Подробная информация представлена в разделе РООС)..

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) Согласно подпункта 3 пункта 1 статьи 65 Кодекса существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду не будет. Настоящим Рабочим проектом предусматривается 2-х этапное строительство групповой установки ГУ-3 КСВ, в состав которой входит следующее технологическое оборудование и вспомогательные сооружения по этапам: Этапность строительства: Этап I – строительство площадки ГУ-3 КСВ, обеспечивающей первичную сепарацию нефти и газа с подачей газа в систему сбора газа месторождения Каратурун Восточный; Этап II – модернизация оборудования сепарации нефти и газа ГУ-3 КСВ с обеспечением увеличенной пропускной способности по газу. Сроки строительства запланированного на 2024 – 2025 гг., сроки строительства – 11 месяцев, в том числе: I этап – 7 месяцев и II этап – 4 месяца. Срок начала строительства будет уточняться контрактными условиями с подрядной организацией. В данном РП предусматривается строительство групповой установки ГУ-3 на м/р «Каратурун Северо-Восточный» со следующими характеристиками: Пропускная способность по жидкости – 2000 м³/сут; Пропускная способность по газу: Этап I - 1600 м³/ч (±15%); Этап II - 4800 м³/ч (±15%); Средняя

обводненность газожидкостной смеси при входе на ГУ-3 КСВ – 40-50%; Температура рабочей среды – плюс 15-35°C; Давление сепарации газожидкостной смеси – 0,17-0,25МПа (регулируемое) Газовый фактор нефти (в поверхностных условиях) – до 108 м³/т. Для реализации проекта предусматривается обустройство следующих технологических объектов, площадок и сооружений ГУ-3 КСВ по этапам строительства: Рабочим проектом предусматривается 2-х этапное строительство ГУ-3 КСВ, в состав которой входит следующее технологическое оборудование и вспомогательные сооружения по этапам: Этап I: Входной манифольд – 1 ед.; Буферная емкость V=200 м³ (модель: НГСВ-М-1,6-3400-1-И) – 2 ед.; Насос ЦНС Q=85 м³/ч (модель: ZD85-67x6) – 2ед.; Узел учета жидкости – 1 ед.; Газосепаратор V=25 м³ (модель: НГС 1,6-2400-25) – 1 ед.; Узел замера газа – 1ед.; Факельная установка для аварийного сжигания газа (модель: СФНР-100/300-20) – 1 ед.; Дренажная емкость (модель: ЕП 63-3000-1300-1-2) – 1 ед.; Дренажная емкость (модель: ЕП8-2000-1300-1-2) – 1 ед.; Газопоршневая электростанция ГПЭС N=150кВт (модель: АГП-150) (резервный источник питания) – 1 ед.; Межплощадочные трубопроводы в составе комбинированных технологических эстакад – 1 компл.; Автоматизированная система управления технологическим процессом – 1 компл.; Система электроснабжения – 1 компл.; Проекторные мачты с молниеотводами–1компл.; Операторная–1ед.; Ограждение территории по периметру; Внутриплощадочные проезды; Этап II: Модернизация Буферной емкости V=200 м³ (НГСВ-М-1,6-3400-1-И) – 2 ед.; Газосепаратор V=6,3м³ (НГС 1-0,6-1200-2-И) – 2 ед.; Узел выхода газа – 1ед.; Факельный сепаратор V=4,0 м³ (ФС-1000-2-И) – 1 ед.; Факельная установка для аварийного сжигания газа (УФ АСУ-В-200/15 УХЛ) – 1 ед.; Дренажная емкость (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед.; Дренажная емкость (ЕП8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед.; Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ-13-2ВУ1) (для ГПЭС и операторной) – 1ед.; Рампа баллонов с пропаном – 1ед.; Межплощадочные трубопроводы в составе комбинированных технологических эстакад – 1 компл.; Автоматизированная система управления технологическим процессом – 1 компл.; Система электро-снабжения –1 компл.; Проекторные мачты с молниеотводами; Надворный туалет; Ограждение территории по периметру; Внутриплощадочные проезды. Рабочим проектом предусматривается 2-х этапное строительство следующих линейных сооружений: Этап I: Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ; Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ; Этап II: Газопровод из СВТ Ду200 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до узла подключения ГУ-2 КВ.;

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) Согласно подпункта 4 пункта 1 статьи 65 Кодекса Скрининг ранее не проводился. Существенных изменений не ожидается. Наличие данных работ в базовом проекте: Заключение № 15-0213/20 от 12.10.2020 г. по рабочему проекту «Обустройство месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть» (без сметной документации)» и Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО "Бузачи Нефть" (без сметной документации) Номер: R01-0072/20 Дата: 02.10.2020г..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест В административном отношении территория месторождения Каратурун входит в состав территории Мангистауского района Мангистауской области. Нефтяное месторождение Каратурун расположено на севере полуострова Бузачи вблизи прибрежной части залива Комсомолец, в 277 км к северу от г. Актау, в 180 км от магистрального нефтепровода Узень-Атырау-Самара. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас - Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. В 50-60 км к юго-западу от месторождения Каратурун находятся месторождения Каражанбас и Северные Бузачи, в 30 км - месторождение Каламкас. Климат района месторождения полупустынный, резко континентальный, характеризуется значительным колебанием температуры. Почва типична для полупустынь. Животный и растительный мир на месторождении отсутствуют. Пресмыкающиеся представлены ящерицами, черепахами. Из пернатых встречаются куропатки, орлы, ястребы. Движение автотранспорта в большинстве случаев затруднительно из-за плохого их состояния. Город Актау и промысел связывает автомобильная дорога с твердым покрытием. Местность района расположения объектов малонаселенная, рекреационные зоны отсутствуют. В орографическом

отношении район представляет собой степь с многочисленными сорами, непроходимыми для автотранспорта. Северная часть месторождения под воздействием нагонных ветров затопляется Каспийским морем, что осложняет разбуривание и эксплуатацию месторождения. По почвенно-географическому районированию территория месторождения относится к Бузачинскому низменному району приморских солончаков и песков Мангышлакско-Бузачинского поднятия. Почвенный покров месторождения представлен солончаками, в которых аккумулированы наносы соляного ила, насыщенного хлоридами и сульфатами. Территория месторождения – это наиболее геологически молодая территории недавно освободившаяся из-под вод Каспийского моря. Вследствие чего растительность месторождения носит непостоянный характер и находится в стадии формирования, это выражается в ее динамичности, частых сменах растительных группировок, значительном участии в их составе однолетних растительных компонентов. Питьевое водоснабжение будет доставляться специализированным автотранспортом из п. Каламкас и бутилированной водой с г. Актау. Снабжение технической водой для нужд буровой осуществляется за счет заборной воды. В тектоническом отношении поднятие Каратурун расположено в пределах Каламкаской антиклинальной линии, охватывающей северную прибрежную зону полуострова Бузачи. Объект находится за пределами водоохранной полосы и водоохранной зоны, на расстояние от – 2, 02 км от Каспийского моря. ГУ-3 КСВ - это координаты за границей территории геологического отвода на расстояние 5,9 км от водоохранной зоны: 45°21'47"-45°27'30" Северной широты и 52°19'41"- 52°28'45" Восточной долготы. ГУ-3 КСВ - это координаты внутри границ территории геологического отвода на расстояние примерно 4,3 км от водоохранной зоны: 45°21'41.19"С, 52°20'32.22"В..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции Для реализации проекта необходимо обустройство следующих технологических объектов, площадок и сооружений ГУ-3 КСВ (с указанием позиций технологического оборудования согласно технологической схеме): •Площадка манифольда; • Площадка буферных емкостей БЕ-1А/Б V=200 м3 (НГСВ-М-1,6-3400-1-И); • Площадка насосов нефти ЦНС Н-1А/Б Q=85 м3/ч (ZD85-67х6) с узлом учета жидкости; • Площадка газосепараторов ГС-1/2 V=6,3м3 (НГС-0,6-1200); • Площадка узла выхода газа; • Площадка факельного сепаратора ФС-1 V=4,0 м3 (ФС-1000-1-И); • Площадка газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1 (ГРПШ-13-2ВУ1); • Площадка рампы баллонов с пропаном; • Площадка факела для аварийного сжигания газа Ф-1 (УФМС-150); • Площадка дренажной емкости ДЕ-2 (ЕП 8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-2 (НВЕ-50/50); • Площадка дренажной емкости ДЕ-1 (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-1 (НВЕ-50/50); •Площадка газопоршневых электростанций ГПЭС-1/2 N=150 кВт (АГП-150); • Операторная; • Межплощадочные трубопроводы. Для линейной части предусмотрено строительство трубопроводов: •Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ; • Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ;.

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Нефтегазовая смесь подается на ГУ-3 КСВ по подземному нефтепроводу СПТ Ду150 с ГУ-4 пропускной способностью 750м3/сут при давлении 0,2 МПа, а также по трубопроводу Ду150 с АГЗУ-4 пропускной способностью 1250м3/сут при давлении 0,2 МПа, подключенным к входному манифольду М-1, обеспечивающим возможность замера давления, перекрытия и смешения входящих потоков с выравниванием давления и сглаживания пульсаций расхода, откуда по трубопроводу Ду200 поступает в буферные емкости БЕ-1А/Б V=200 м3 каждая для дегазации нефтегазовой смеси. Нефтегазовая смесь, подаваемая в буферные емкости БЕ-1А/Б благодаря большому времени пребывания и поддержанию постоянного уровня в емкостях, в регулируемом диапазоне 30-70% от максимального допустимого уровня, при давлении порядка 0,2 МПа (изб.), разделяется на жидкую фазу и попутный нефтяной газ, который отводится из емкостей БЕ-1А/Б по трубопроводу Ду100 в сепаратор газа С-1. Поддержание постоянного уровня нефти в емкостях БЕ-1А/Б обеспечивается за счет применения частотного регулирования приводов насосов Н-1А/Б, обеспечивающих откачку нефти из емкостей БЕ-1А/Б, по данным от датчика уровня в емкостях БЕ-1А/Б. Буферные емкости БЕ-1А/Б оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, а площадка буферных емкостей БЕ-1А/Б оборудована датчиком загазованности. Емкости БЕ-1А/Б также оснащены предохранительными клапанами, подключенными к линии сброса на факельную установку ФУ-1. Обвязка емкостей БЕ-1А/Б позволяет эксплуатировать их полностью независимо, что обеспечивает возможность вывода одной емкости на ремонт , что обеспечивает надежность технологического процесса ГУ-3 КСВ . Нефть, подаваемая насосами Н-1А/Б, проходит через расходомер узла учета жидкости и посредством подземного стеклопластикового нефтепровода СПТ Ду150 Ру 5,5 МПа подается на дальнейшую подготовку на площадку ГУ-2 м/р Каратурун Восточный. Также

предусмотрен замер давления нефти, подаваемой в нефтепровод. На линии всаса и нагнетания насосов Н-1 А/Б предусмотрено измерение давления с обеспечением блокировки работы насосов по низкому давлению на линии всаса, а площадка насосов Н-1А/Б оборудована датчиком загазованности. Работа насосов Н-1А/Б предусматривается в режиме 1 рабочий, 1 резервный. Отделившийся попутный нефтяной газ из емкостей БЕ-1А/Б поступает в сепаратор газа С-1 $V=25\text{м}^3$ для улавливания унесенной капельной жидкости, которая затем отводится в дренажную емкость ДЕ-2. Сепаратор газа оборудован предохранительным клапаном, подключенным к линии сброса на факельную установку ФУ-1, а площадка сепаратора газа С-1 оборудована датчиком загазованности. В обвязке сепаратора газа С-1 предусмотрена байпасная линия, обеспечивающая возможность вывода сепаратора газа С-1 на ремонт или обслуживание без остановки основного технологического процесса ГУ-3 КСВ. Для реализации проекта необходимо обустройство следующих технологических объектов, площадок и сооружений ГУ-3 КСВ: Площадка манифольда; Площадка буферных емкостей БЕ-1А/Б $V=200\text{ м}^3$ (НГСВ-М-1,6-3400-1-И); Площадка насосов нефти ЦНС Н-1А/Б $Q=85\text{ м}^3/\text{ч}$ (ZD85-67x6) с узлом учета жидкости; Площадка газосепараторов ГС-1/2 $V=6,3\text{м}^3$ (НГС-0,6-1200); Площадка узла выхода газа; Площадка факельного сепаратора ФС-1 $V=4,0\text{ м}^3$ (ФС-1000-1-И); Площадка газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1 (ГРПШ-13-2ВУ1); Площадка ramпы баллонов с пропаном; Площадка факела для аварийного сжигания газа Ф-1 (УФМС-150); Площадка дренажной емкости ДЕ-2 (ЕП 8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-2 (НВЕ-50/50); Площадка дренажной емкости ДЕ-1 (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-1 (НВЕ-50/50); Площадка газопоршневых электростанций ГПЭС-1/2 $N=150\text{кВт}$ (АГП-150); Операторная; Межплощадочные трубопроводы. Для линейной части предусмотрено строительство трубопроводов: Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ; Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ; Газопровод из СВТ Ду200 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до точки врезки в районе ГУ-2 КВ..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Общая расчетная продолжительность строительства составляет 11 месяцев. Начало строительства запланировано на 2024 окончание в 2025 году. Эксплуатация с 2025-2034 год..

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. Дополнительного отвода земель не требуется. Размещается оборудование в пределах ограждаемой территории, свободной от застройки на существующей территории.;

2) водных ресурсов с указанием:

предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохранных 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. Водопотребление - общее. Потребности в питьевой воде на период строительно-монтажных работ будут обеспечены за счет привозной питьевой бутилированной воды. Техническая вода при строительстве проектируемых объектов будет использоваться для орошения площадки строительства (пылеподавление). Водооборотные системы отсутствуют. Вода привозная, доставляется на площадку строительства автотранспортом - поливомоечными машинами. Эксплуатация. Система водоснабжения и водоотведение, согласно заданию на проектирование, не предусматривается. В проектируемых объектах водопотребители отсутствуют.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) В период строительства предусматривается водопотребление на питьевые, хоз-бытовые и технические нужды. Вода, используемая для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, соответствует документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования» (пункт.18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49).;

объемов потребления воды. Баланс водопотребления и водоотведения на период строительно-монтажных работ. Водопотребление: 435,52 м³/цикл. Водоотведение: 205,47 м³/цикл. При эксплуатации - водопотребление: 130,2 м³/год. водоотведение: 130,2 м³/год. Система водоснабжения, согласно заданию на

проектирование, не предусматривается. В проектируемых объектах водопотребители отсутствуют.; операций, для которых планируется использование водных ресурсов На период строительно-монтажных работ: Хоз-бытовые нужды – 202,554 м3/цикл, технические нужды – 232,97 м3/цикл На период эксплуатации: Хоз-бытовые нужды – 130,2 м3/цикл;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Недропользователь – ТОО «Бузачи Нефть», имеет право недропользования Контракт №792/1 от 02.11.2001г. Горный отвод расположен в Мангистауской области. Структура Каратурун Северо-Восточный расположена в прибрежной части северного участка Каспийского моря, вблизи залива Комсомольский, в 5-7 км от северной береговой линии полуострова Бузачи, к север-северо-востоку от месторождения Каратурун Восточный, в пределах контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Поднятие Каратурун Северо-Восточный входит в состав «Каратурунской» группы месторождений, объединяющей структуры Каратурун, Каратурун Восточный, Каратурун Морской и Каратурун Южный. ТОО «Бузачи Нефть» проводит работы на территории Мангистауской области в границах геологического отвода в пределах 45°21' 47" – 45°27'30" северной широты и 52°19'41" – 52°28'45" восточной долготы. На территории геологического отвода расположено месторождение Каратурун Северо-Восточный Геологический отвод на юге граничит с горным отводом месторождения Каратурун Восточный, также принадлежащее ТОО «Бузачи Нефть». Контрактная территория расположена в пределах блока К-ХП-10а (частично) в акватории Каспийского моря, в пределах блока ХХХI-12-Е (частично), F(частично) на суши. Каратурун Северо-Восточный и технологическая схема разработки м/р Каратурун Восточный считается неотъемлемой частью настоящего Дополнения №11 к Контракту № 792. (Выписка из Заключение об определении сыеры охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ94VWF 00196831 от 29.07.2024г.);

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 Растительный мир типичный для полупустынь. Согласно проектным решениям использование растительных ресурсов, а также необходимость вырубки или переноса зеленых насаждений отсутствует. На территории проектируемых работ 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. Согласно проектным решением использование животного мира отсутствует.;

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

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. Согласно проектным решением использование животного мира отсутствует.;

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

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования При эксплуатации. Электроснабжение – ЛЭП, Дизель – генераторная установка (ДГУ) резервная. Общая суммарная установленная мощность всех проектируемых потребителей составляет 224,4 кВт. Расчетная мощность 224,4кВт. При СМР. Электроснабжение – Дизель – генератор. Необходимое количество ГСМ (дизельное топливо) при строительстве – 7,5 т, бензина при строительстве – 4,3 т. При сварочных работах будет израсходовано 400 кг электрода. При покраске металлических конструкций будет израсходовано лакокрасочного материала 1056 кг.;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Риски истощения используемых, при строительстве,

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) Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: в период СМР составит: 5,19648 г/сек или 0,59191 т/год, Загрязняющие вещества относятся к следующим классам опасности: 1 класс опасности: Хром /в пересчете на хром (VI) оксид 0,000167 г/сек или 0,000123 т/год, Бенз/а/пирен 0,000000316 г/сек или 0,000000214 т/год, 2 класс опасности: Азота (IV) диоксид 0,18702 г/сек или 0,13825 т/год, Марганец и его соединения 0,001456 г/сек или 0,0013 т/год, Формальдегид 0,0032 г/сек или 0,00233 т/год, 3 класс опасности: Азот (II) оксид 0,0303 г/сек или 0,02235 т/год, Сажа 0,0163 г/сек или 0,01188 т/год, Диметилбензол 0,26208 г/сек или 0,0395 т/год, Метилбензол 0,005563 г/сек или 0,040325 т/год, Сера диоксид 0,02781 г/сек или 0,01817 т/год, взвешенные вещества 2,34375 г/сек или 0,01688 т/год, Пыль неорганическая, содержащая SiO₂ в %: 70-20 1,95482 г/сек или 0,10288 т/год 4 класс опасности: Углерод оксид 0,19138 г/сек или 0,13133 т/год, Углеводороды пред.С12-С19 0,126 г/сек или 0,05973 т/год, А также уайт спирт 0,01854 г/сек или 0,02605 т/год, Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в период эксплуатации: 8,25532 г/сек или 46,39379 т/год. Загрязняющие вещества относятся к следующим классам опасности: 1 класс опасности: Бенз/а/пирен 0,000000036 г/сек или 0,000000667 т/год, 2 класс опасности: Азота (IV) диоксид 0,18667 г/сек или 4,136197 т/год, Формальдегид 0,00037 г/сек или 0,00788 т/год, Сероводород 0,00276 г/сек или 0,01583 т/год; 3 класс опасности: Азот (II) оксид 0,03033 г/сек или 0,67213 т/год, Сажа 0,0013 г/сек или 0,029544 т/год, Диметилбензол 0,013665 г/сек или 0,06471 т/год, Метилбензол 0,005563 г/сек или 0,040325 т/год, 4 класс опасности: Углерод оксид 0,23556 г/сек или 5,19979 т/год, Углеводороды пред.С12-С19 0,13333 г/сек или 2,95443 т/год, А также Смесь углеводородов С1-С5 5,93268 г/сек или 24,22853 т/год, Смесь углеводородов С6-С10 1,6911 г/сек или 8,9335 т/год Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет..

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 Согласно проектным решениям сброс загрязняющих веществ не предполагается. Хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся спец автотранспортом и сдаются согласно условиям Договора. Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют..

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 Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314). Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода. Лимиты накопления отходов производства и потребления при СМР. Промасленная ветошь – 0,0381т (Код отхода 15 02 02), Тара из-под ЛКМ – 0,0431т (Код отхода 08 01 11), Металлолом – 0,4т (Код отхода 17 04 07), Огарки электродов – 0,01584 т (Код отхода 120113), Строительные отходы – 0,4 т (Код отхода 17 09 04), Коммунальные отходы – 1,95 т (Код отхода 20 03 01). Всего 2,84704 т. Лимиты накопления отходов производства и потребления при эксплуатации. Промасленная ветошь – 0,0127т (Код отхода 15 02 02), Коммунальные отходы – 1,65 т (Код отхода 20 03 01). Всего 1,6627 т. Метод утилизации Сбор и вывоз специализированной организацией по договору..

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений Получение экологического разрешения от Департамента экологии по Мангистауской области..

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) Предприятие функционирует уже много лет и имеет утвержденную программу экологического контроля, согласно которой на предприятии проводится производственный мониторинг. В рамках данной программы осуществляется: мониторинг эмиссий - наблюдение на источниках выбросов с целью соблюдения нормативов НДВ; мониторинг воздействия - наблюдение за состоянием атмосферного воздуха, сточных вод и подземных вод первого от поверхности водоносного горизонта, почв, растительности и животного мира на постоянных мониторинговых постах (точках) наблюдения, определенных с учетом пространственной инфраструктуры объектов. Данным проектом предусматривается: 1. Мониторинг атмосферного воздуха: - контроль соблюдения нормативов НДВ на источниках выброса ЗВ расчетным-аналитическим методом. 2. Мониторинг состояния почв на проектируемых площадках - визуально. 3. Мониторинг системы управления отходами производства и потребления – контроль раздельного сбора отходов в контейнеры и своевременный вывоз с территории специализированной организацией, с занесением в журналы учета. 4. Радиологический мониторинг - период строительства заключается в проверке наличия сертификатов радиационной безопасности на стройматериалы, завозимые на предприятие. Вывод: На территории проектируемого строительства ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует..

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 Уровень воздействия при реализации рабочего проекта «Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть» на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей данной территории. Воздействие на здоровье населения отсутствует, ввиду большого отдаления от них. Реализация проекта окажет положительное влияние на местную и региональную экономику и спрос товаров местного производства, а также окажет рост среди занятости местного населения..

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; • рекультивация нарушенных земель; • применение экологически безопасных материалов. 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, ремонта и заправки транспортных средств, 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 раздельно 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) Рабочим проектом предусматривается 2-х этапное строительство групповой установки ГУ-3 КСВ, в состав которой входит следующее технологическое оборудование и вспомогательные сооружения по этапам: Этап I: • Входной манифольд – 1 ед.; • Буферная емкость $V=200$ м³ (модель: НГСВ-М-1,6-3400-И-И) – 2 ед.; • Насос ЦНС $Q=85$ м³/ч (модель: ZD85-67х6) (для перекачки газожидкостной смеси) – 2 ед.; • Узел учета жидкости – 1 ед.; • Газосепаратор $V=25$ м³ (модель: НГС 1,6-2400-25) – 1 ед.; • Узел замера газа – 1 ед.; • Факельная установка для аварийного сжигания газа (модель: СФНР-100/300-20) – 1 ед.; • Дренажная емкость (модель: ЕП 63-3000-1300-1-2) – 1 ед.; • Дренажная емкость (модель: ЕП8-2000-1300-1-2) – 1 ед.; • Газопоршневая электростанция ГПЭС $N=150$ кВт (модель: АГП-150) (резервный источник питания) – 1 ед.; • Межплощадочные трубопроводы в составе комбинированных технологических эстакад – 1 компл.; • Автоматизированная система управления технологическим процессом – 1 компл.; • Система электроснабжения – 1 компл.; • Прожекторные мачты с молниеотводами – 1 компл.; • Операторная – 1 ед.; • Ограждение территории по периметру; • Внутриплощадочные проезды; Этап II: • Модернизация Буферной емкости $V=200$ м³ (НГСВ-М-1,6-3400-И-И) – 2 ед.; • Газосепаратор $V=6,3$ м³ (НГС 1-0,6-1200-2-И) – 2 ед.; • Узел выхода газа – 1 ед.; • Факельный сепаратор $V=4,0$ м³ (ФС-1000-2-И) – 1 ед.; • Факельная установка для аварийного сжигания газа (УФ АСУ-В-200/15 УХЛ) – 1 ед.; • Дренажная емкость (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед.; • Дренажная емкость (ЕП8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед.; • Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ-13-2ВУ1) (для ГПЭС и операторной) – 1 ед.; • Рампа баллонов с пропаном – 1 ед.; • Межплощадочные трубопроводы в составе комбинированных технологических эстакад – 1 компл.; • Автоматизированная система управления технологическим процессом – 1 компл.; • Система электроснабжения – 1 компл.; • Прожекторные мачты с молниеотводами; • Надворный туалет; • Ограждение территории по периметру; • Внутриплощадочные проезды. Рабочим проектом предусматривается 2-х этапное строительство следующих линейных сооружений: Этап I: • Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ; • Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ; Этап II: • Газопровод из СВТ Ду200 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до узла подключения ГУ-2 КВ. Принятые решения, отраженные в технологической схеме, обеспечивают герметичный сбор нефтегазоводосодержащего флюида с предварительным разделением нефти, пластовой воды и газа. Альтернативные варианты достижения целей указанной намечаемой деятельности вариантов ее осуществления не рассматриваются в данном проекте..

- 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):

Асанова Сауле Ерлановна

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



