

KZ64RYS01418911

23.10.2025 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) Намечаемая деятельность: Проект разработки месторождения Каратурун Западный (по состоянию изученности на 01.01.2025 г.). Согласно Приложению 1 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Раздела 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным» пункт 2. «Недропользование» подпункт 2.1. «Разведка и добыча углеводородов». Согласно технологических показателей разработки месторождения Каратурун Западный добыча нефти не превышает 500 тонн в сутки, в случае газа не превышает 500000 м3 в сутки..

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 Оценка воздействия ранее проводилась. Отсутствует.;

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 проводился №KZ49VWF00381359 от 02.07.2025г. По сравнению с ранее проводимом скринингом количество выбросов ВХВ и отходов по рекомендуемому варианту 2 уменьшилось. В намечаемой деятельности уточнены проектные показатели по добычи нефти и газа. Изменилось количество проектируемых скважин и ввод скважин из других категорий. Согласно этих данных произведен перерасчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, отходов производства и потребление, а так же объемов водопотребление и водоотведение на рассматриваемом месторождении проекта разработки..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Каратурун Западный расположено на севере полуострова Бузачи, в 30 км к восток-северо-востоку от месторождения Каламкас, в юго-западной

части залива «Комсомолец», на территории Мангистауской области в 277 км к северу от областного центра – г. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются пос. 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. Магистральный нефтепровод «Узень-Атырау-Самара» расположен в 180 км к востоку от месторождения. К западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северный Бузачи (50 км) и Каражанбас (60 км). В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас – Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Недропользователь – ТОО «Бузачи Нефть», имеет право недропользования Контракт 793 от «02» ноября 2001 г., период разведки согласно Дополнению № 6 (регистрационный номер 4881-УВС-МЭ РК от «15» декабря 2020 г.) к вышеназванному Контракту действует до «15» декабря 2026 г. Горный отвод расположен в Мангистауской области. ТОО «Бузачи Нефть» проводит разведку углеводородного сырья на Контрактной территории в пределах блоков ХХI-12-D (частично), Е (частично), ХХII-12-A (частично), В (частично). В пределах Геологического отвода располагается Горный отвод месторождения Каратурун Морской. Площадь Геологического отвода, за вычетом Горного отвода месторождения Каратурун Морской составляет 162,45 кв.км. В Каратурунскую группу поднятий входят следующие структуры: Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный, Каратурун Южный, Каратурун Морской и Каратурун Западный. ТОО «Бузачи Нефть» проводит работы на территории Мангистауской области в границах геологического отвода в пределах геологического отвода: 50° 28' 212,9" – 50° 27' 959,5" северной широты и 95° 86' 836,5" – 95° 87' 003,5" восточной долготы..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции Описание проектных решений и технологических показателей по рекомендуемому варианту 2. Дебит нефти, жидкости и газа по м/Р Каратурун Западный: в 2026 году - по жидкости 65100 т/год, по нефти 35600 т/год, по газу 612000 м3/год, в 2027 году - по жидкости 125300 т/год, по нефти 53800 т/год, по газу 925000 м3/год, в 2028 году - по жидкости 165400 т/год, по нефти 58400 т/год, по газу 1005000 м3/год. Ниже представлено описание основных проектных решений по рассмотренным вариантам разработки м/р Каратурун Западный. Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме. - рентабельный период разработки – 42 года (2026-2067 гг.); - проектный уровень добычи нефти достигается в 2028 г. и составляет 58,4 тыс.т; - ввод скважин из временной консервации в добывающий фонд – 5 ед.; - ввод скважин из бездействия в добывающий фонд – 1 ед.; - ввод добывающих скважин из освоения в добывающий фонд – 1 ед.; - ввод проектных добывающих скважин из бурения – 6 ед.; - максимальный фонд добывающих скважин – 13 ед.; в целом по месторождению (эксплуатационному объекту) рентабельная нефтеотдача составляет 45,5 %, при обводненности 95,5 %. Вариант 2 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. - рентабельный период разработки – 34 года (2026-2059 гг.); - проектный уровень добычи нефти достигается в 2028 г. и составляет 58,4 тыс.т; - ввод скважин из временной консервации в добывающий фонд – 5 ед.; - ввод скважин из бездействия в добывающий фонд – 1 ед.; - ввод добывающих скважин из освоения в добывающий фонд – 1 ед.; - восстановление ликвидированной скважины и перевод в нагнетательный фонд, с проведением гидравлического разрыва пластов (ГРП) – 1 ед.; - ввод проектных добывающих скважин из бурения – 7 ед.; - перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд – 3 ед.; - темп бурения – 2 скв./год; - максимальный фонд добывающих скважин – 15 ед., из них: 11 ед. – добывающие и 4 ед. – нагнетательные; - в целом по м.р. суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки составит 911,8 тыс.т, включая суммарную добычу нефти, произведенную в период разведки; - в целом по месторождению (эксплуатационному объекту) рентабельная нефтеотдача достигает утвержденной ГКЗ РК величины и составляет 47,6 %, при обводненности 96,9 %. Вариант 3 (альтернативный). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Также как и в предыдущем варианте, ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежи. При этом организация закачки воды предусматривается для случая, если предполагаемый режим работы залежи не подтвердится, что позволит без ущерба для разработки месторождения своевременно перейти на режим заводнения и поддержания пластового давления. - рентабельный период разработки – 32 года (2026-2057 гг.); - ввод скважин из временной консервации в добывающий фонд – 5 ед.; - ввод скважин из бездействия в добывающий фонд – 1 ед.; - ввод добывающих

скважин из освоения в добывающий фонд – 1 ед.; - восстановление ликвидированной скважины и перевод в нагнетательный фонд, гидравлического разрыва пластов (ГРП) – 1 ед.; - восстановление ликвидированной скважины и перевод в добывающий фонд, с зарезкой бокового ствола ЗБС – 1 ед.; - ввод проектной горизонтальной добывающей скважины из бурения – 1 ед.; - ввод проектных вертикальных добывающих скважин из бурения – 4 ед.; - перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд – 3 ед.; в целом по м.р. рентабельная нефтеотдача составляет 46,8 %, при обводненности 96,8 %. Плотность нефти, 881,4кг/м³. Плотность газа 0,711-0,769 кг/м³, 0,764 кг/м³.Геолог.отвод-162,45 кв.км..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности В «Проекте разработки...» рассмотрено 3 варианта. Вариант 2 (рекомендуемый). Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки выделенных эксплуатационных объектов, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов разработки позволила рекомендовать к реализации на месторождения Каратурун Западный вариант разработки 2, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями как для недропользователя, так и Государства. Описание технологической схемы системы сбора. Нефтяная эмульсия с добывающих скважин поступает по выкидным линиям, которые прокладываются лучевым способом, в замерную установку АГЗУ-6 КЗ, где проводится учет скважинной продукции. Далее, нефтегазовая смесь по выкидным линиям, транспортируется от АГЗУ-6 на групповую установку ГУ-3, где предусмотрены следующие технологические операции: Сбор нефтегазовой смеси; Первичная дегазация продукции скважин в буферной емкости; Предварительная очистка попутного нефтяного газа от механических примесей, и подача в систему газосбора, на собственные нужды ГУ-3 КЗ; Термический подогрев продукции скважин; Учет нефти; Перекачка нефтегазовой смеси по коллекторам на УПСВ м/р «Каратурун». Групповая установка (ГУ-3 КЗ) состоит из буферных емкостей, сепарационно-измерительного блока, дренажной емкости, насосных агрегатов, щиты автоматической откачки, печей подогрева, узла учета нефти и системы электропитания. Установка предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой продукции и первичной сепарации добываемой жидкости от попутного газа. С АГЗУ-6 продукция всех скважин поступает на печи подогрева нефти (П-1А/1Б). Далее нагретая жидкость в печи до температуры 50-60 оС поступает в буферную емкость первой ступени сепарации (БЕ 1А/1Б), в которых происходит отделение газа от жидкости. Сброс с предохранительных клапанов буферной емкости осуществляется в дренажную емкость (ДЕ-1). Попутный нефтяной газ 1-й ступени сепарации поступает в газосепаратор (ГС-1), где очищается от конденсата и примесей, затем часть нефтяного газа используется в качестве топлива для работы печей (П-1А/1Б), расположенных непосредственно на ГУ-3. Избыток газа под собственным давлением подается по газопроводу в систему газосбора и транспортируется на УПСВ м/р «Каратурун», что обеспечивает полную утилизацию попутного газа. Сброс избыточного давления с предохранительных клапанов газосепаратора осуществляется по трубопроводу в дренажную емкость (ДЕ-1). Аварийный сброс газа с предохранительных клапанов ГС-1 осуществляется путем подключения к проектируемому факельному коллектору высокого давления факельной системы(Ф-1). Газосепаратор оснащен приборами измерения давления и уровня. Для сбора конденсата, выделившегося в ГС-1, на линии газопровода до факельной установки от газосепаратора размещен конденсатосборник (К-1). Конденсат по мере заполнения конденсатосборника направляется в дренажную емкость (ДЕ-1). Разгазированная жидкость, пройдя первую ступень сепарации из буферной емкости (БЕ 1Б/1А) поступает на прием насосов перекачки (Н-1А/1Б) и далее по нагнетательному трубопроводу на узел учета. Жидкость через специальные задвижки направляется на счетчик суммарного учета жидкости и далее по сточному трубопроводу в осевой нефтесборный коллектор, по которому далее транспортируется на УПСВ м/р «Каратурун». Давление в коллекторах на выходе из ГУ-3 составляет в среднем 0,9-1,2 МПа, конечное давление в нефтесборных коллекторах на входе в УПСВ составляет около 0,6 МПа, температура продукции, поступающей на УПСВ, составляет около 35 °С. Дренаж с аппаратов, утечки от сальниковых уплотнений насосов и сброс с предохранительных клапанов производится в дренажную емкость (ДЕ-1). По мере заполнения дренажной емкости производится откачка жидкости насосом (НД-1) в сточный трубопровод на входе в печь или откачивается и вывозится в автоцистерны..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 34 года. (Годы и периоды по Рекомендуемому варианту разработки 2026-2059 гг.). Постутилизацию объекта в 2060 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 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. На месторождении Каратурун Западный отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе. Питьевая (пресная) вода доставляется автоцистернами на договорной основе. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Проектируемые скважины находятся на суше.;

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 водопользованию, 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. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения в период разработки месторождения Каратурун Западный: по 1 варианту составят – 5965,3 м³/год, по 2 рекомендуемому варианту 6865 м³/год, по 3 варианту составят – 6438,4 м³/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 металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов. На месторождении Каратурун Западный планируется использование привозной пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд для работающего персонала.;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны). Компания ТОО «Бузачи Нефть» владеющая ТОО «Бузачи Нефть», которое владеет Контрактом на разведку и добычу № 793 от «02» ноября 2001 г., период разведки согласно Дополнению № 6 (регистрационный номер 4881-УВС-МЭ РК от «15» декабря 2020 г.) к вышеназванному Контракту действует до «15» декабря 2026 г. Координаты точек и картограмма геологического отвода 1. 50° 28' 212,9" 95° 86' 836,5". 2. 50° 28' 34,7" 95° 88' 114,1". 3. 95° 88' 114,1" 95° 88' 702,8". 4. 50° 27' 560,3" 95° 88' 801,9", 5. 50° 26' 636,5" 50° 26' 636,5", 6. 50° 26' 636,5" 95° 87' 013,6", 7. 50° 27' 959,5" 95° 87' 003,5". ;

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 Технологическое и энергетическое топливо – Попутный нефтяной газ на собственные нужды . Электроэнергия – ЛЭП. Тепло – котельные установки. Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» является развитой инфраструктурой. Обслуживание технологических объектов будут осуществлять существующий на месторождении персонал.;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Использование природных ресурсов обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью не предполагается..

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 максимальные выбросы загрязняющих веществ по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Западный: по 1 варианту (бурения 6 скважины, ввод скважин из других категорий 7 скважины, эксплуатация) составят – 152,8037 тонн, по 2 рекомендуемому варианту (бурения 7 скважин, ввод скважин из других категорий 8 скважины, эксплуатация) 173,7151 тонн, по 3 варианту (бурения 5 скважин, ввод скважин из других категорий 9, эксплуатация) составят – 143,1685 тонн. По 2-му рекомендуемому варианту при эксплуатации по месторождению КЗ составит: в 2026 году 18,383242 т/год или 3,3610 г/с, в 2027 году 22,40818 т/год или 3,33998 г/с, в 2028 году 23,577101 т/год или 4,9182597 г/с, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) - 2,89573215 т/год (0,17035491 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) - 0,47055693 т/год (0,027682323 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 0,09728679 т/год (0,005765758 г/с), Сероводород (2 кл.оп.) - 0,004238 т/год (0,0003664 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) - 2,38982393 т/год (0,140991583 г/с), Метан – 1,4412777 т/год (0,08477544 г/с), Углеводороды C1-C5 – 7,911346 т/год (4,112211 г/с), Углеводороды C6-C10 - 3,864461 т/год (0,230695 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 1,511651 т/год (0,049295 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 1,490517 т/год (0,0476936 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 1,500211 т/год (0,0484287 г/с). Выбросы при бурении от одной скважины по 2-му рекомендуемому варианту составит – 23,489405 г/с или 17,152611 т/год, от 7-ми скважин – 164,426 г/с или 120,0683 т/цикл. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности 0123 Железа оксид, Класс опас. 3, 0143 Марганец и его соединения, Класс опас. 2, 0301 Азота диоксид, Класс опас. 2, 0304 Азота оксид, Класс опас. 3, 0328 Углерод, Класс опас. 3, 0330 Ангидрид сернистый, Класс опас. 3, 0337 Углерод оксид, Класс опас. 4, 0342 Фтористые газ. соединения, Класс опас. 2, 0344 Фториды неорг. плохо растворимые, Класс опас. 2, 0415 C1-C5, Класс опас. -, 0416 C6-C10, Класс опасности -, 0703 Бенз/а/пирен, Класс опас. 1, 1325 Формальдегид, Класс опас. 2, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опас. -, 2754 Алканы C12-19, Класс опас. 4, 2902 Взвешенные вещества, Класс опас. 3, 2906 Мелиорант, Класс опас. 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, Класс опас. 3, 2930 Пыль абразивная, Класс опас. -,

3123 Кальций дихлорид Класс опас. Выбросы при вводе скважин из других категорий по 2-му рекомендуемому варианту составит: от 1 скв. 6,0818491 г/с или 3,758709 т/год, от 8-ми скв. – 48,6548 г/с или 30,0697 т/год. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности от 1-ой скв., 0123 Железа оксид 0,022575 г/с, 0,001126 т/год, Класс опасности 3, 0143 Марганец и его соединения 0,000537 г/с, 0,000537 т/год, Класс опасности 2, 0301 Азота диоксид 2,19899 г/с, 1,424288 т/год, Класс опасности 2, 0304 Азота оксид 0,355574 г/с, 0,23137 т/год, Класс опасности 3, 0328 Углерод 0,144139 г/с, 0,089039 т/год, Класс опасности 3, 0330 Ангидрид сернистый 0,339974 г/с, 0,222421 т/год, Класс опасности 3, 0337 Углерод оксид 1,78586 г/с, 1,157571 т/год, Класс опасности 4, ОБУВ 50, 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,037245 г/с, 0,038615 т/год, ОБУВ 50, 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 0,00134 г/с, 0,000331 т/год, ОБУВ 30, 0703 Бенз/а/пирен 0,0000041 г/с, 0,000002203 т/год, Класс опасности 1, 1325 Формальдегид 0,03441 г/с, 0,022251 т/год, Класс опасности 2, 2754 Алканы C12-19 0,845655 г/с, 0,546495 т/год, Класс опасности 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния 0,315546 г/с, 0,025162 т/год, Класс опасности 3. 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 Сбросы на месторождении КСВ загрязняющих веществ отсутствуют. 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 металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе..

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. Объемы образуемых отходов по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Западный: по 1 варианту составят – 3195,826 т/год, по 2 рекомендуемому варианту 3688,694 т/год, по 3 варианту составят – 3407,688 т/год. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 3,18 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0254 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5 т. 4 класс, Опасные, код 16 01 17. ВСЕГО - 3,7054 т/год. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 1 скв. (по 2-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,1259 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0318 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5784 т. 4 класс, Опасные, код 16 01 17. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, машин и механизмов – 1,75 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 06* Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 254,8173 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0015 т, 4 класс, Опасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 0,6533 т, 4 класс,

Опасные, код 16 07 08. ВСЕГО - 257,9582 т/от 1 скв., от 7 скв. – 1805,707 т. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при вводе скважин из других категорий 1 скв. по 2-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,1045 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0127 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5 т. 4 класс Мало опасные 16 01 17. Строительные отходы – 2,0 т, 4 класс, Опасные, код 17 01 07. Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 231,6925 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,00045 т, 4 класс, Опасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 0,6 т, 4 класс, Опасные, код 16 07 08. ВСЕГО - 234,91025 т/от 1 скв., от 8 скв. – 1879,282 т.

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии 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) 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 в период разработки месторождения рассматриваемого проекта 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 Учитывая размер санитарно-защитной зоны для месторождения КЗ (размер СЗЗ составляет 1000 метров) трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется..

16. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм

неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира..

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности 3-х вариантов разработки месторождения Каратурун Западный, описание по которым представлены в предыдущих главах. Дальнейший анализ рассматриваемых выше вариантов разработки показал, что наибольшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант 2. Таким образом, исходя из экономического анализа, наиболее эффективным вариантом разработки месторождения с экономической точки зрения является второй вариант разработки, как наиболее выгодный для нефтедобывающей компании. Подтверждением этому являются следующие сведения:

Подтверждением (документы и подтверждающие сведения) по которому достигается максимальная нефтеотдача пластов и дисконтированные накопленные потоки денежной наличности..

- 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)



