

KZ32RYS01170197

28.05.2025 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:

Акционерное общество "Эмбаунайгаз", 060002, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Шоқан Уәлиханов, строение № 1, 120240021112, ІЗМҰХАНБЕТ РИНАТ НҰРҒОЖАҰЛЫ, 87122993192, info@emg.kmger.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) Целью составления «Проекта разработки месторождения Кисимбай» является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом — методикой расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года. Пиковая добыча нефти составляет 6,5 тыс. тонн в год. Пиковая добыча газа составляет 0,501 млн. м³ в год. Среднесуточная добыча нефти месторождения Кисимбай составляет 20 т/сут; среднесуточная добыча газа – 0,710 м³/сут. В соответствии с п. 2.1 Раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК разработка месторождении относится к виду намечаемой деятельности, для которой проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательной..

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) В 2021г был выполнен «Анализ разработки месторождения Кисимбай», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (протокол №19/5 от 27-28 октября 2021г.). В рамках действующего документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2021-2023гг. Целью составления «Проекта разработки месторождения Кисимбай» является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом — методикой расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года. Существенных изменений нет.;

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) Месторождение Кисимбай открыто в 1978г при опробовании скважины №1, в которой с интервала 1715-1725м из келловейских отложений получен приток газа и конденсата на 7,9мм штуцере в объеме 104 тыс.м3/сут и 16,6 м3/сут соответственно. В последствии, в 1979г при опробовании скважин №2 и №6 были получены фонтанные притоки нефти из отложений валанжина, дебиты нефти достигали 57 м3/сут на 7 мм штуцере. В 2000г компанией ОАО «Казахстанкаспийшельф» на месторождении Кисимбай выполнены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в пределах площади около 30 км2. В 2001г ЦНИЛ ОАО «Казахойл-Эмба» по результатам бурения 36 скважин, сейсморазведочных работ 2Д (1990-91гг) и 3Д (2000г) выполнила «Пересчет запасов нефти и газа валанжинского горизонта месторождения Кисимбай по состоянию на 01.09.2001г». Запасы нефти по валанжинскому горизонту составили: геологические - 4690 тыс. т., извлекаемые - 1876 тыс. т. (протокол ГКЗ РК №128-01-П от 20.12.2001г). В 2004г АО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен «Проект разработки месторождения Кисимбай» (протокол ЦКР РК №25 от 09.04.2004г). В 2008г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Кисимбай по состоянию на 01.07.2007г» (протокол ЦКР РК №53 от 30.10.2008г). В 2010-2011гг компанией ТОО «Geo Energi Group» выполнен отчет по переобработке и переинтерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д. Переобработка полевого материала 3Д-МОГТ выполнена с использованием программ комплекса «Focus» в объеме 27км2. Проведена глубинная миграция до суммирования в комплексе «GeoDepth». Комплексная переинтерпретация сейсмических данных в объеме 27 км2 и материалов ГИС по 48 скважинам осуществлена с использованием программ комплекса «GeoGraphix». В 2013г ТОО «НПЦ ЭКО Аналитик» выполнен «Анализ разработки месторождения Кисимбай» (письмо КомГео №17-04/1005-и от 21.05.2013г), в котором были даны рекомендации на выполнение пересчета запасов нефти по валанжинскому горизонту с обоснованием КИН и с учетом результатов бурения новых скважин. В 2015г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», согласно рекомендациям ГКЗ и ЦКРР, был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Кисимбай по состоянию на 01.07.2015г». При проведении данного пересчета запасов нефти основного валанжинского горизонта был применен метод разделения разреза на терригенно-карбонатную, карбонатную части разреза, соответственно с уточнением подсчетных параметров коллекторов. Геологические запасы газа по категории С1 составили 1130 млн.м3. Геологические/извлекаемые запасы конденсата по категории С2 составили 186/66 млн.м3. В 2015г был выполнен «Уточненный проект разработки месторождения Кисимбай», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо КомГео 27-5-934-И от 13.05.2016г, протокол № 70/3 от 22.04.2016г.). В рамках проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2016-2043гг. В 2021г был выполнен «Анализ разработки месторождения Кисимбай», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (протокол №19/5 от 27-28 октября 2021г.). В рамках действующего проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2021-2023гг. Настоящий «Проект разработки месторождения Кисимбай» выполнен по состоянию на 01.01.2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» с АО «Эмбаунайгаз» согласно Техническому заданию Недропользователя и в соответствии требованиями «Методических рекомендаций по составлению анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г). Заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду ранее не было выдано.

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Кисимбай расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Административно относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан. Месторождение расположено в 300 км юго-восточнее от областного центра г. Атырау и в 85 км от юго-восточнее районного центра Кульсары. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Опорный, нефтепромыслы Каратон, Косчагыл расположенные в 60-70 км от месторождения. В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога, соединяющая Атырау – Бейнеу – Мангышлак и нефтепровод Узень-Атырау. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от - 3 м до - 13 м. Характерным для этой площади является широкое распространение барханов, заросших скудной растительностью, а также наличие сор небольших размеров. Постоянно действующие естественные источники пресной воды отсутствуют. Для закачки используется альб-сеноманская вода и попутная вода валанжинского горизонта месторождения. Климат района резко континентальный, годовой перепад температур от +40 0С летом, до -35 0С зимой. Среднегодовое количество атмосферных осадков не

превышает 150-200 мм и в основном, приходится на осенне-зимний период. Связь с г. Атырау и другими населенными пунктами осуществляется по железной, асфальтированной дорогам и авиатранспортом..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции С учетом результатов фактической реализации проектных документов, анализа текущего состояния разработки и выделения эксплуатационных объектов, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены 2 варианта разработки. 1 вариант разработки предусматривает продолжение разработки эксплуатационного объекта согласно действующему проектному документу, (с корректировкой на текущее состояние) с проведением ГТМ по дострелу интервалов, которые ранее не были вовлечены в разработку и ОВП. 2 вариант разработки предусматривает уплотнение сетки эксплуатационных скважин на I объекте путем ввода в эксплуатацию из бурения 2 добывающие скважины. Все остальные мероприятия аналогичны первому варианту. Во 2 варианте разработки предусматривается бурение скважин №85,86. При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-30. Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин возможно будут изменены марка буровой установки. Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважины являются источники в количестве 33 источников из них: 13 организованных, 20 неорганизованных. Технологический процесс при эксплуатации месторождения по контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» по всем вариантам разработки происходит одинаково. Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются: Организованные источники: •Источник №0001 Передвижной сварочный агрегат САГ; • Источник №0002 Дизель генератор АД-200; • Источник №0003 Печь подогрева нефти ПТ-16-150М ППН Кисимбай; • Источник №0004-0006 Печь подогрева нефти ПТ-16-150М ППН Кисимбай; • Источник №0007-0011 Резервуар ППН Кисимбай; • Источник №0012 Стояк налива нефти ППН Кисимбай; • Источник №0013 Хим.лаборатория; • Источник №0014 Котельная Gronus Buran BV 2035; • Источник №0015-0016 Котельная Gronus Buran BV 1300; • Источник №0017-01 Факел – Дежурная горелка V7; • Источник №0017-02 Факел – Дежурная горелка V8; • Источник №0018 Блочная – модульная котельная ; Неорганизованные источники: •Источник №6001-6003 ГЗУ Спутник Б-40-14-500; • Источник №6004 Сварочный пост; • Источник №6005 Сварочный трансформатор; • Источник №6006 Пост газорезки; • Источник №6007-6008 Нефтегазосепаратор ППН Кисимбай; • Источник №6009 Газосепаратор ППН Кисимбай; • Источник №6010-6012 Насос ЦНС 60/264 ППН Кисимбай; • Источник №6013-6015 Насосная НБ-50 ППН Кисимбай; • Источник №6016-6018 Отстойник ППН Кисимбай; •Источник №6019-6024 Дренажная емкость ППН Кисимбай; • Источник №6025-6026 Дозировочный насос НД-2,5 ППН Кисимбай; • Источник №6027 Пост газорезки ППН Кисимбай; • Источник №6028 Сварочный трансформатор ППН Кисимбай; • Источник №6029-6030 ГРПШ; • Источник №6031-6053 Дренажная емкость на скважинах; • Источник №6054-6056 Дренажная емкость на ГЗУ; • Источник №6057-6073 Добывающие скважины.

2025г – по 16 скважин (ежегодно); 2026г – по 16 скважин (ежегодно); 2027г – по 16 скважин (ежегодно); По 2 варианту 2028г – по 16 скважин (ежегодно); 2029г – по 16 скважин (ежегодно); 2030г – по 16 скважин (ежегодно); 2031г – по 17 скважин (ежегодно); 2032г – по 17 скважин (ежегодно); 2033г – по 17 скважин (ежегодно); 2034г - по 17 скважин (ежегодно). В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 91 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 18, неорганизованных - 73. Примечание: при расчете выбросов вредных веществ от резервуаров объем нефти учитывался на основе данных добычи нефти с месторождения Кисимбай..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Существующая система сбора Технология промышленного сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Кисимбай осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам с условными Ø78, 100 и 102 мм, проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа Спутник «АМ-40-14-400» (3-ед.). Все АГЗУ обустроены для автоматического замера дебита скважин. Распределение фонда добывающих скважин по автоматизированным групповым замерным установкам представлено в таблице 1.9, схема их относительного расположения на рис. 1.2. После замера нефтегазовая смесь направляется по сборному трубопроводу Ø159мм на ЦППН месторождения Кисимбай. Существующая система подготовки продукции Продукция добывающих скважин месторождения Кисимбай с АГЗУ-1, АГЗУ-2, АГЗУ-3 по нефтяному коллектору Ø159 поступает в Цех подготовки и перекачки нефти в нефтегазосепаратор НГС-1. На входе НГС производится подача деэмульгатора марки «Рандем – 2204» с удельным расходом 50-70 г/т через БР 2,5 №1. С нефтегазосепаратора НГС-1 выделившийся газ поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-1200. После осушки

газ расходуется на собственные нужды (печи подогрева нефти, котельную). Нефтяная эмульсия с НГС-1 через расходомер жидкости «OPTIMASS-1400» поступает в горизонтальный отстойник ОГ-200, где происходит разделение эмульсии. Подтоварная вода дренируется в буферную емкость БЕ-100 V-100 м³, откуда бустерным насосом К-150 №1, №2 (рабочий, резервный) закачивается для подготовки в отстойник с патронным фильтром ОПФ-3000. Уловленная нефть с ОПФ-3000 собирается в дренажную емкость ЕП-12,5, а затем откачивается в резервуар №4 V-700 м³. Подготовленная подтоварная вода собирается в отстойнике горизонтальном ОГ-200, откуда по водяному коллектору поступает в сборный резервуар №6 V-400 м³ подтоварной воды для закачки в систему ППД. Откачка подтоварной воды из резервуара №6 производится насосами НБ-125 №1, №2 на ВРП №1, №2. Предварительно обезвоженная нефть с ОГ-200 поступает в КСУ и направляется в РВС №4, V-700 м³. С нефтяного трубопровода «Аккудук-Кисимбай» нефть месторождений Кульсары, Косчагыл, Акингень, Аккудук через печь ПТ 16/150М №2 с Т-40-50°С поступает в РВС №4, V-700 м³. Из сборного резервуара №4, V-700 м³ отделившаяся нефть по переточную линию (Н-640см) поступает в резервуар №5 V-700 м³. С резервуаров №4 подтоварная вода дренируется в буферную емкость БЕ-100 V-100 м³. Нефть с резервуара №5, V-700 м³ прокачивается насосами НБ-50 №2, №3, ЦНС 60/66 №4 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, №4 на ОБН-200. На входе печи подогрева дозируется деэмульгатор марки «РАНДЕМ-2204» с удельным расходом 210-230 г/т (II ступень). После печи ПТ 16/150М №3, №4 перед отстойником ОБН-200 в нефтяной коллектор через эжектор подается нагретая до Т-70°С пресная промывочная вода в объеме 22-25% суточной объем нефти. Сброс воды с отстойника ОБН-200 производится в буферную емкость БЕ-100 м³, V-100 м³. Нефть с отстойника ОБН-200 поступает в электродегидратор (отстойник) ЭГ-200, а затем товарная нефть поступает в резервуары №1, №2, №3 V-1000 м³. После заполнения поочередно товарных резервуаров №1, №2, №3 через отстоя 2 часа производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть 5 месторождений: Кисимбай, Аккудук, Акингень, Косчагыл, Кульсары с товарных резервуаров №1, №2, №3 ЦППН Кисимбай насосами ЦНС 60/264 №1, №2, №3 прокачивается по нефтяному коллектору Ø 219 мм на расстояние 18 км поступает в товарные резервуары №1 V-2000 м³, №2 РВС-400 м³, №3 V-3000 м³ на НПС «Опорный». Нефтеперекачивающая станция (НПС) - комплекс сооружений, а также оборудования для обеспечения приема, накопления, а также перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. В НПС «Опорный» поочередно заполняются товарные резервуары РВС №1 V-2000 м³; РВС №2 V -400 м³; РВС №3 V -3000 м³.

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Разработка месторождения реализуется в течение срока действия контрактного периода 2025-2043гг. .

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 Месторождение Кисимбай расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Административно относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан. Месторождение расположено в 300 км юго-восточнее от областного центра г. Атырау и в 85 км от юго-восточнее районного центра Кульсары. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Опорный, нефтепромыслы Каратон, Косчагыл расположенные в 60-70 км от месторождения. В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога, соединяющая Атырау – Бейнеу – Мангышлак и нефтепровод Узень-Атырау. Площадь горного отвода месторождения Кисимбай составляет – 21,13 кв.км. Географические координаты. Северная широта 1)46.16.28. 2)46.18.48. 3)46.18.49. 4)46.17.38. 5)46.16.39. Восточная долгота: 1)54.20.20. 2)54.20.16. 3)54.28.10. 4)54.23.12. 5)54.22.16. Горный отвод получен на право осуществления добычи углеводородного сырья согласно Дополнение №3 от 01.10.2012 года к Контракту № 413 от 03.03.2000 года заключенного между МЭ РК и АО «Эмбаунагаз».

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 Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал.

Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км². Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км), Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110.5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами. Расстояние от близлежащей месторождения Кисимбай до Каспийского моря согласно координатам, полученным данным от недропользователя составляет около 102,0 км, что соответствует Экологическому Кодексу РК. На месторождении вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров (питьевая вода, торговая марка NOMAD, TASSAY), вода для бытовых нужд – согласно договору со специализированной организацией. Для технических нужд – привозная согласно договору. Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 на 60 человек.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) Общее, питьевая и непитивая;

объемов потребления воды Норма расхода воды на хоз-питьевые нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут. Согласно первому варианту разработки планируется: • Эксплуатация месторождения 2025-2034 гг. Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 32 850 м³/цикл. Согласно второму варианту разработки планируется: • Строительство добывающих скважин № 85,86 • Эксплуатация месторождения 2025-2034 гг. Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 33 681,6 м³/цикл. Расчет объема сточных вод произведен согласно Приказа Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 3 мая 2012г №129-Ө: Объем буровых сточных вод (ВБСВ) определяется по формуле: $V_{бсв} = 2 \times V_{обр}$; Объем буровых сточных вод при бурении скважин № 85,86, проектной глубиной 1700м согласно второму варианту составит: $V_{бсв} = 2 \times 277,6299 = 555,2598$ м³ или 566,365 тонн (на 1 скважину) $V_{бсв} = 1110,52$ м³ или 1132,73 тонн (на 2 скважин) ; операций, для которых планируется использование водных ресурсов Хозяйственно-бытовые нужды, технические нужды, и буровые сточные воды;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Все запланированные работы в части недропользования будут проводиться в рамках действующего контракта на недропользование. Вид недропользования – добыча углеводородов. В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2025-2043 гг. Площадь горного отвода месторождения Кисимбай составляет – 21,13 кв.км. Географические координаты. Северная широта 1)46.16.28. 2)46.18.48. 3)46.18.49. 4)46.17.38. 5)46.16.39. Восточная долгота: 1)54.20.20. 2)54.20.16. 3) 54.28.10. 4)54.23.12. 5)54.22.16. Горный отвод получен на право осуществления добычи углеводородного сырья согласно Дополнение №3 от 01.10.2012 года к Контракту №413 от 03.03.2000 года заключенного между МЭ РК и АО «Эмбаунайгаз».

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 вырубке или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации Использование растительных ресурсов отсутствует.;

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.;

б) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования. В целом при эксплуатации месторождения электроэнергия используется от существующих ЛЭП. Т.к. вблизи вахтового поселка при строительстве новых скважин отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций, система энергоснабжения будет состоять из дизельных генераторов. ;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью. Риски 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) I варианту разработки: При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,420571 г/с; 3,203025 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,008129 г/с; 0,074085 т/год; Азота диоксид КО: 2; ВВ: 8,7313886 г/с; 26,1376028 т/год; Азотная кислота КО: 2; ВВ: 0,004333 г/с; 0,136656 т/год; Азот оксид КО: 3; ВВ: 3,5986498 г/с; 7,4351769 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 0,5226277 г/с; 0,5640565 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,879313 г/с; 1,0855442 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,0477162368 г/с; 0,0906067135 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 7,2769159 г/с; 89,4322488 т/год; Фтористые газообразные КО: 2; ВВ: 0,000875 г/с; 0,01265 т/год; Фториды неорганические КО: 2; ВВ: 0,002512 г/с; 0,0363 т/год; Метан ВВ: 1,1795889 г/с; 31,7933126 т/год; Смесь углеводородов C1-C5 ВВ: 57,0963115 г/с; 94,1878259 т/год; Смесь углеводородов C6-C10 ВВ: 19,993209 г/с; 1,9227677 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,261072 г/с; 0,0240457 т/год; Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,190384 г/с; 3,4239576 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,164103 г/с; 0,0151141 т/год; Проп-2-ен-1-аль КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Формальдегид КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,000083 г/с; 0,002604 т/год; Бензин (нефтяной, малосернистый) КО: 4; ВВ: 0,216667 г/с; 6,8328 т/год; Алканы C12-19 КО: 4; ВВ: 1,0541 г/с; 1,284541 т/год; Пыль неорганическая, двуокись кремния в %: 70-20 КО: 3; ВВ: 0,001066 г/с; 0,0154 т/год; ВСЕГО: ВВ: 101,8604355 г/с; 267,9672295 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г - 10,4461289 г/с, 27,0069255 т/год; на 2026г - 10,1575099 г/с, 26,854446 т/год; на 2027г - 10,1575099 г/с, 26,847855 т/год; на 2028г - 10,1575099 г/с, 26,834672 т/год; на 2029г - 10,1575099 г/с, 26,82808 т/год; на 2030г - 10,1568534 г/с, 26,794194 т/год; на 2031г - 10,1568534 г/с, 26,761236 т/год; на 2032г - 10,1568534 г/с, 26,715095 т/год; на 2033г - 10,1568534 г/с, 26,675546 т/год; на 2034г - 10,1568534 г/с, 26,64918 т/год. II варианту разработки: При строительстве скважин №85,86: 11,56534698г/с; 72,1981474т/год. При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,420571 г/с; 3,203025 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,008129 г/с; 0,074085 т/год; Азота диоксид КО: 2; ВВ: 8,7313886 г/с; 26,1376028 т/год; Азотная кислота КО: 2; ВВ: 0,004333 г/с; 0,136656 т/год; Азот оксид КО: 3; ВВ: 3,5986498 г/с; 7,4351769 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 0,5226277 г/с; 0,5640565 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,879313 г/с; 1,0855442 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,0477198368 г/с; 0,0912340135 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 7,2769159 г/с; 89,4322488 т/год; Фтористые газообразные КО: 2; ВВ: 0,000875 г/с; 0,01265 т/год; Фториды неорганические КО: 2; ВВ: 0,002512 г/с; 0,0363 т/год; Метан ВВ: 1,1795889 г/с; 31,7933126 т/год; Смесь углеводородов C1-C5 ВВ: 57,1022164 г/с; 94,9944821 т/год; Смесь углеводородов C6-C10 ВВ: 19,993209 г/с; 2,1528772 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,261072 г/с; 0,0270509 т/год; Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,190384 г/с; 3,4249022 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,164103 г/с; 0,017003 т/год; Проп-2-ен-1-аль КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Формальдегид КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,000083 г/с; 0,002604 т/год; Бензин (нефтяной, малосернистый) КО: 4; ВВ: 0,216667 г/с; 6,8328 т/год; Алканы C12-19 КО: 4; ВВ: 1,0541 г/с; 1,284541 т/год; Пыль неорганическая, двуокись кремния в %: 70-20 КО: 3; ВВ: 0,001066 г/с; 0,0154 т/год; ВСЕГО: ВВ: 101,866344 г/с; 269,0104605 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г - 10,4461289 г/с, 27,0069255 т/год; на 2026г - 10,1575099 г/с, 26,854446 т/год; на 2027г - 10,1575099 г/с, 26,847855 т/год; на 2028г - 10,1575099 г/с, 26,834672 т/год; на 2029г - 10,1575099 г/с, 26,82808 т/год; на 2030г - 10,1575099 г/с, 26,946728 т/год; на 2031г - 10,1581664 г/с, 27,026755 т/год; на 2032г - 10,1581664 г/с, 26,947657 т/год; на 2033г - 10,1581664 г/с, 26,881741 т/год; на

2034г - 10,1581664г/с, 26,835601 т/год .

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 Сбросов 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 Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению. Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021года № 400-VI ЗРК. Основными источниками образования отходов производства и потребления будут производственная деятельность компании: буровые работы, техническое обслуживание оборудования и пр., а также жизнедеятельность персонала. Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин №85,86. Опасные отходы: Буровой шлам 566,0216 т/г; Отработанный буровой раствор 666,312 т/г; Промасленные отходы (ветошь) 0,3048 т/г; Отработанные масла 3,9582 т/г; не опасные отходы: Коммунальные отходы 1,1392 т/г; Пищевые отходы 3,3264 т/г; Металлолом 0,008 т/г; Огарки сварочных электродов 0,003 т/г; Всего: 1241,0732 т/год. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг. Опасные отходы: Промасленная ветошь 0,1524 т/год; не опасные отходы: Металлолом 0,0004 т/год; Огарки сварочных электродов 0,0015 т/год; Коммунальные отходы 4,5 т/год; Пищевые отходы 13,14 т/год. Итого: 17,7943 т за 1 год. ВСЕГО при эксплуатации за 2025-2034гг составляет 177,943 т/г. Отходы не подлежат дальнейшему использованию. По мере образования и накопления вывозится на полигон по договору..

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 (выдается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и его территориальными подразделениями)..

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) АО «Эмбаунайгаз» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля для АО «Эмбаунайгаз». По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха за 2024 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК. По результатам анализов сточных вод, проведенных в 2024 году установлено, что по всем контролируемым ингредиентам не зафиксировано превышений установленных нормативов ПДС. Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (далее СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом

показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений, структуры и состава почвенного покрова под влиянием действия природных и антропогенных факторов. 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 Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются: атмосферный воздух, недра и геологическая среда, подземные воды, поверхностные воды, почвы и земельные ресурсы, растительность и животный мир. Согласно санитарным нормам РК на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1 ПДК_{мр} или 0.8 ПДК_{мр}, – для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха согласно п. 23 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» № 63 от 10 марта 2021 г. Предварительные расчеты на воздействие в окружающую среду произведены по 2 вариантам разработки. Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены в программном комплексе «Эра-Воздух» (версия 4.0, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск). В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-ө. Расчеты выполнены по основным загрязняющим веществам и группам веществ с суммирующим воздействием, которые могут быть при эксплуатации, с учетом возможной максимальной производительности и одновременности работы оборудования. По результатам расчетов область воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации и проведении буровых работ находится на границе санитарно-защитной зоны. При интегральной оценке воздействия величина воздействия находится в пределах от допустимых стандартов до порогового значения согласно НПА РК. Результаты предварительной оценки воздействия на качество атмосферного воздуха показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –ограниченный (2); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – средняя (16). Результаты предварительной оценки воздействия на водную среду показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –локальный (1); временной масштаб – многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – низкая (8). Результаты предварительной оценки воздействия на качество недр и геологическую среду показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – средняя (16). Результаты предварительной оценки воздействия на растительность и животный мир показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия – локальный (1); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – низкая (8). Реализация намечаемой деятельности окажет положительное социально-экономическое воздействие в виде создания новых рабочих мест в регионе, привлечения местных производителей товаров/услуг и налоговых поступлений в бюджет Республики Казахстан..

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 предусматривается..

16. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ. В период строительных работ, учитывая, что основными источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника и автотранспорт, большинство мер по снижению загрязнения атмосферного воздуха будут связаны с их эксплуатацией. Основными мерами по снижению выбросов ЗВ будут следующие: - своевременное и качественное обслуживание техники; - использование техники и автотранспорта с выбросами ЗВ, соответствующие стандартам; - организация движения транспорта; - сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу; - для снижения пыления ограничение по скорости движения транспорта; - использование качественного дизельного топлива для заправки техники и

автотранспорта. В период эксплуатации основными мероприятиями, направленными на снижение ВЗВ, а также на предупреждение и обеспечение безопасных условий труда являются: - обеспечение полной герметизации технологического оборудования; - выбор оборудования с учетом его надежности и экономичности; - строгое соблюдение всех технологических параметров; - своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования. В период проведения строительно-монтажных работ, должен быть предусмотрен ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и предотвращение негативных последствий строительства. В период строительства предусмотрены следующие мероприятия: - отходы будут храниться с учетом существующих требований для предотвращения загрязнения окружающей среды; - с целью оптимизации организации обработки и удаления отходов и облегчения утилизации различных типов отходов, предусмотрен раздельный сбор; - на этапе технической рекультивации нарушенных земель – уборка строительного мусора; - сбор и вывоз всех видов отходов в отведенные места. В целях предотвращения воздействия строительно-монтажных работ на почвенно-растительный покров площадки строительства предусмотрены следующие мероприятия: - движение задействованного транспорта осуществляется только по имеющимся и отведенным дорогам; - сохранение растительности в местах, не занятых производственным оборудованием; - четкое соблюдение границ рабочих участков; - применение производственного оборудования с нормативным уровнем шума; - регулярное техническое обслуживание транспорта, строительной техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; - движение транспорта при строительных работах будет организовано по автодорогам и отведенным маршрутам; - оптимизация продолжительности работы транспорта; - введение ограничений по скорости движения транспорта; - проведение рекультивации согласно существующим требованиям; - включение вопросов охраны окружающей среды в занятия по тренингу среди рабочих и руководящего звена..

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) С учетом результатов фактической реализации проектных документов, анализа текущего состояния разработки и выделения эксплуатационных объектов, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены 2 варианта разработки. 1 вариант разработки предусматривает продолжение разработки эксплуатационного объекта согласно действующему проектному документу, (с корректировкой на текущее состояние) с проведением ГТМ по достреду интервалов, которые ранее не были вовлечены в разработку и ОВП. 2 вариант разработки предусматривает уплотнение сетки эксплуатационных скважин на I объекте путем ввода в эксплуатацию из бурения 2 добывающие скважины. Все остальные мероприятия аналогичны первому варианту..

- 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):
Кажым Т.

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



