

KZ53RYS01150710

19.05.2025 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 «Дополнения к проекту разработки месторождения Актобе» 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. Среднесуточная добыча нефти месторождения Актобе составляет 221,5452 т/сут (при пиковой добыче); среднесуточная добыча газа – 25 567,888 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) Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности № KZ12VWF00064835 от 29.04.2022. В 2022г к «Проекту разработки месторождений Актобе» выполнен отчет ОВОС (№KZ18VVX00129375 от 04.07.2022г). Целью составления «Дополнения к проекту разработки месторождения Актобе» 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. Отмечается тенденция к снижению добычи УВС по сравнению с предыдущими данными.;

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) Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности № KZ12VWF00064835 от 29.04.2022. В 2022 г к «Проекту разработки месторождений Актобе» выполнен отчет ОВОС (№KZ18VVX00129375 от 04.07.2022г). Целью составления «Дополнения к проекту разработки месторождения Актобе» 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. Отмечается тенденция к снижению добычи УВС по сравнению с предыдущими данными..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Актобе было открыто в апреле 1965г и расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря. Нефтегазоносность была установлена на терригенных отложениях келловейского яруса верхней юры (горизонты VIII1, VIII2, VIII3, VIII4, VIII5) и батского яруса средней юры (горизонт IX). В 2016г. был выполнен «Уточненный проект разработки месторождения Актобе», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (Исх.№27-5-14-И от 06.01.2017г, протокол ЦКРР РК №79/6 от 09.12.2016г). В рамках проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2016-2041гг. В 2018г был выполнен «Анализ разработки месторождения Актобе», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» и утвержденный ЦКРР РК МИР РК (Исх. письмо №3/7 от 26.11.2018г). В 2020г был выполнен «Анализ разработки месторождения Актобе», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», получивший положительное заключение и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №4/4 от 24.09.2020г). В рамках Анализа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2020-2022гг. В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Актобе», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №17/3 от 16.09.2021г). В рамках Анализа разработки 2021г был выполнен пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, без изменения технологических показателей по отчету «Анализ разработки месторождения Актобе» 2020г. В 2022г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен действующий проектный документ «Проект разработки месторождения Актобе», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №31/15 от 22.09.2022г) на период 2022-2025гг. «Дополнение к проекту разработки месторождения Актобе» выполнено Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора с АО «Эмбаунайгаз» № 1039740/2024/1 от 06.11.2024г согласно Техническому заданию недропользователя и в соответствии требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». Целью составления настоящего проекта является расчет технологических потерь..

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 отчете рассмотрено два варианта разработки. 1 вариант (базовый) – основан на утвержденном варианте разработки ПР-2022г и предполагает ввод из бурения 2 вертикальных скважин в 2025гг, проведение прострелочно-взрывных работ в 2 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 2 скважинах, а также перевода 1 скважины между объектами. С целью обеспечения равномерной выработанности по объектам, ускоренного достижения КИН и более полного вовлечения в разработку запасов месторождения, рассмотрен 2 вариант разработки, предполагающий в дополнении к проектным решениям 1 варианта, проведение 6 ПВР, 8 РИР и перевода 3 скважин между объектами. Таким образом в рамках второго рекомендуемого варианта предполагается бурение 2 вертикальных скважин в 2025г, проведение прострелочно-взрывных работ в 8 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 10 скважинах, а также 4 перевода скважин между объектами. Проектом предусматривается (в двух вариантах) бурение новых скважин. При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-40. 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 Печь ПТ 16/150; • Источник №0002 Печь ПТ 16/150; • Источник №0003-0004 Резервуары для нефти (2 шт); • Источник №0005-01 Факел УСН Актобе – Дежурная горелка; • Источник №0005-02 Факел - ТО и ТР тех.оборудования при проведении ППР; • Источник №0006 Экологический Чан ЭТО-25; • Источник №0007 Передвижной сварочный агрегат САГ; • Источник №0008 Дизельгенератор; Неорганизованные источники: • Источник №6001 Дренажная емкость на ПТ-16/150; • Источник №6002-6004 Групповая замерная установка; • Источник №6005 Газосепаратор; • Источник №6006-6008 Насосная установка; • Источник №6009 Шламонакопители; • Источник №6010 Пост газорезки; • Источник №6011 Нефтегазосепаратор; • Источник №6012 Дренажная емкость ЕП-40; • Источник №6013 ГРПШ; • Источник №6014-6040 Добывающие скважины. 2025г – по 27 скважин (ежегодно); 2026г – по 26 скважин (ежегодно); 2027г – по 25 скважин (ежегодно); По 2 варианту 2028г – по 25 скважин (ежегодно); 2029г – по 24 скважин (ежегодно); 2030г – по 22 скважин (ежегодно); 2031г – по 20 скважин (ежегодно); 2032г – по 18 скважин (ежегодно); 2033г – по 17 скважин (ежегодно); 2034г - по 17 скважин (ежегодно). В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 48 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 8, неорганизованных - 40..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Существующая система сбора и подготовки продукции скважин Действующим проектным документом разработки месторождения Актобе предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции. Схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Актобе представлена на рисунке 1.2, технологическая схема сборного пункта месторождения Актобе показана на рисунке 1.3. По состоянию на 01.01.2025г в эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 31 ед, из которых 28 скважины находятся в действующем фонде. Две скважины добывающего фонда эксплуатируются фонтанным и 26 скважин механизированным способами (ШГН). Скважины снабжены выкидными линиями, по которым продукция скважин поступает на АГЗУ. В настоящее время на месторождении Актобе функционируют 3 АГЗУ в кол-ве 3-единиц. На АГЗУ по установленной программе производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Продукция эксплуатационных скважин месторождения нефти Актобе по внутри промысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на автоматизированные групповые замерные установки типа «МЕРА-ММ» АГЗУ №6, «Спутник АМС 40-14-400» АГЗУ №6А и «СИ-40-14-400» АГЗУ №6Б. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа. После замера дебита скважин ГЖС по трубопроводу Ø159мм с Р-1,5кгс/см² поступает в нефтегазосепаратор НГС для сепарации и предварительного обезвоживания нефтяной эмульсии. На входе НГС с БР – 2,5 с удельным расходом 45г/т дозируется деэмульгатор марки «Недра-1». Отделившийся на НГС попутный газ отводится на газосепаратор ГС, где происходит отделение водяных паров от газа и через расходомер газа «KRONNE OPTISWIRL 4200C» поступает на печи подогрева типа ПТ 16/150М №1, №2. Излишки газа с нефтегазосепаратора НГС, газосепаратора ГС через предохранительные клапаны СППК сбрасываются на факельную линию. Нефтяная эмульсия из нефтегазосепаратора НГС поступает в РВС–2000 №1 или РВС №2. Из РВС №1 поступает на насосы НБ-125 №1, №2. №3 и через расходомер нефти поступает в печи подогрева №1 или №2. Подогретая ГЖС откачивается в нефтепровод СВТ Ø300мм «Актобе – ЦППН Прорва» протяженностью 16км на ЦППН «Прорва». В ЦППН Прорва производится подготовка нефти до товарной кондиции. Сырьем для технологических сооружений ЦППН является продукция скважин месторождения Западная Прорва, С. Нуржанов, С. Нуржанов Северо-Западное крыло Актобе и Досмухамбетовское. После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347–2024 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м³ на НПС «Прорва». После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау». Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа. Утилизация газа на месторождении Актобе осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг. (Протокол №21/6-2 от 04.10.2024г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2025-31.12.2025гг. составляет VV-0,771 млн. м³, в том числе по категории V6 – 0 млн м³, по категории V7 –0,001 млн м³, по категории V8 –0,770 млн м³ и по категории V9 –0 млн м³, при добыче газа 12,455 млн м³ (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ83VPC00024858 от 03.12.2024). Часть

добытого газа месторождения Актобе используется на печи подогрева нефти ПТ-16/150 в количестве 2-единиц и для котла отопления марки «КВ-Г-90-10» в количестве 2-единиц, основная часть сырого газа поступает на Установку Комплексной подготовки Газа (УКПГ), которая предназначена для осушки и очистки попутно добываемог.

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2025 – 2039гг. .

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 Актобе административно входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан. В 15 км к юго-западу от него находится нефтяное месторождение С.Нуржанов (Центральная-Восточная Прорва). Районный центр г.Кульсары расположен в 130км к северо-востоку, областной центр г.Атырау – в 170 км к северо-западу. Ближайшим населенным пунктом является поселок Кульсары, нефтепромыслы Каратон, Косчагыл и Кульсары. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау.Площадь горного отвода месторождения Актобе составляет – 8,59 кв.км. Географические координаты. Северная широта 1)45.55.35. 2)45.54.52. 3)45.54.05. 4) 45.53.49. 5)45.53.31. 6)45.54.08. 7)45.55.21. Восточная долгота: 1)53.28.51. 2)53.29.10. 3)53.29.13. 4)53.28.31. 5)53.27.39. 6)53.27.01. 7)53.26.57. 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 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 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 Актобе до Каспийского моря согласно координатам, полученным данным от недропользователя составляет около 30,0 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 а 20 человек. Норма расхода воды на хоз-питьевые нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут. ;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) Объем водопотребления и водоотведения при строительстве скважин №125,126 проектной глубиной 2400м составляет – 1298,64 м³/цикл. Объем водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №127,128 проектной глубиной 2400м составляет – 1298,64 м³/цикл. Объем водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 10 лет (2025-2034гг) составляет – 38 325 м³/цикл. Общий объем водопотребления и водоотведения согласно обеим вариантам составляет – 40 922,28 м³/цикл.

; объемов потребления воды На месторождении вода для питьевых нужд – привозная согласно договору. Техническая вода осуществляется согласно договору.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов На месторождении вода для питьевых нужд – привозная согласно договору. Техническая вода осуществляется согласно договору.;

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 контракта на недропользование.;

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 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.;

6) 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) По расчетным данным проекта на месторождении Актобе стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: по I варианту разработки: При строительстве скважин № 125,126: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При строительстве резервных скважин №127,128: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,2025 г/с, 0,05103 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,003056 г/с, 0,00077 т/год; Азота диоксид КО: 2; ВВ: 9,9826602 г/с, 18,61456094 т/год; Азот оксид КО: 3; ВВ: 2,1564066 г/с, 6,55532705 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 5,5094385 г/с, 2,3828389 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,3394502 г/с, 1,9407137 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,0918727 г/с, 0,094974238 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 56,712502 г/с, 88,228954 т/год; Метан ВВ: 3,8254414 г/с, 77,9769108 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 ВВ: 109,20718 г/с, 69,88675905 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 ВВ: 39,948918 г/с, 8,4437793 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,5217072 г/с, 0,10984141 т/год; Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,163965 г/с, 0,03452196 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,32793 г/с, 0,06904293 т/год; Проп-2-ен-1-аль КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год; Формальдегид (Метаналь) КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год ; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,00006254 г/с, 0,00130943 т/год; Алканы C12-19 КО: 4; ВВ: 39,999227 г/с, 1252,576131 т/год; В С Е Г О : 269,05637 г/с, 1527,219413 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г - 31,47547 г/с, 158,0906593 т/год; на 2026г - 30,64225 г/с, 157,5435525 т/год; на 2027г - 29,63421 г/с, 156,755887 т/год; на 2028г - 28,33808 г/с, 155,8131989 т/год; на 2029г - 27,10421 г/с, 153,3193268 т/год; на

2030г - 26,08643 г/с, 152,5026657 т/год; на 2031г - 25,10815 г/с, 151,6996537 т/год; на 2032г - 24,17077 г/с, 148,8442499 т/год; на 2033г - 23,46292 г/с, 146,8371807 т/год; на 2034г - 23,03389 г/с, 145,8130374 т/год. по II варианту разработки: При строительстве скважин №125,126: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При строительстве резервных скважин №127,128: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,2025 г/с, 0,05103 т/год, Марганец КО: 2; ВВ: 0,003056 г/с, 0,00077 т/год, Азота диоксид КО: 2; ВВ: 11,255686 г/с, 19,05451874 т/год, Азот оксид КО: 3; ВВ: 2,36327 г/с, 6,62682013 т/год, Углерод КО: 3; ВВ: 6,57029 г/с, 2,7494704 т/год, Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,34823 г/с, 1,94374908 т/год, Сероводород КО: 2; ВВ: 0,091883 г/с, 0,099002118 т/год, Углерод оксид КО: 4; ВВ: 67,32105 г/с, 91,895269 т/год, Метан ВВ: 4,09065517 г/с, 78,06856863 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 ВВ: 109,21623г/с, 74,81467047 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 ВВ: 39,9489 г/с, 10,16555732 т/год, Бензол КО: 2; ВВ: 0,5217072 г/с, 0,13232733 т/год, Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,163965 г/с, 0,04158897 т/год, Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,32793 г/с, 0,08317692 т/год, Проп-2-ен-1-аль КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год, Формальдегид (Метаналь) КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год, Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,00007 г/с, 0,00131086 т/год, Алканы C12-19 /в пересчете на C/ КО: 4; ВВ: 39,9992 г/с, 1252,576131 т/год, В С Е Г О : 282,48873329 г/с, 1538,555909 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г - 31,71408769 г/с, 158,2988347 т/год; на 2026г - 31,6304955 г/с, 158,344394 т/год; на 2027г - 30,83416003 г/с, 157,7366434 т/год; на 2028г - 29,83432773 г/с, 157,0620967 т/год; на 2029г - 28,86375168 г/с, 154,8116147 т/год; на 2030г - 27,92748834 г/с, 154,0631564 т/год; на 2031г - 26,79956576 г/с, 153,1417101 т/год; на 2032г - 25,72080737 г/с, 150,170724 т/год; на 2033г - 24,89127535 г/с, 148,0548827 т/год; на 2034г - 24,27277389 г/с, 146,8718521 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 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 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. Все скважины (вертикальные, резервные), предусмотренные данным проектом разработки, заложены единой конструкции с проектной глубиной 2400 м. Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных/резервных скважин. Опасные отходы: Буровой шлам. 398,8384 т/г; Отработанный буровой раствор 411,31 т/г; Промасленные отходы (ветошь) 0,1524 т/г; Отработанные масла 2,6174 т/г; не опасные отходы: Коммунальные отходы 0,8895 т/г; Пищевые отходы 2,59728 т/г; Металлолом 0,004 т/г; Огарки сварочных электродов 0,0015 т/г; Всего (на 1 скважину): 816,411 т/год. Соответственно, на строительство скважин №125,126: 1632,822 т/год. На строительство резервных скважин №127,128: 1632,822 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 0,004 т/год; Огарки сварочных электродов 0,0015 т/год; Коммунальные отходы 5,25 т/год; Пищевые отходы 15,33 т/год. Итого: 20,7343 т за 1 год. ВСЕГО при эксплуатации за 2025-2034гг составляет 207,343 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 отчете рассмотрено два варианта разработки. 1 вариант (базовый) – основан на утвержденном варианте разработки ПР-2022г и предполагает ввод из бурения 2 вертикальных скважин в 2025гг, проведение прострелочно-взрывных работ в 2 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 2 скважинах, а также перевода 1 скважины между объектами. С целью обеспечения равномерной выработанности по объектам, ускоренного достижения КИН и более полного вовлечения в разработку запасов месторождения, рассмотрен 2 вариант разработки, предполагающий в дополнении к проектным решениям 1 варианта, проведение 6 ПВР, 8 РИР и перевода 3

скважин между объектами. Таким образом в рамках 2 рекомендуемого варианта предполагается бурение 2 вертикальных скважин в 2025г, проведение прострелочно-взрывных работ в 8 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 10 скважинах, а также 4 перевода скважин между объектами. .

- 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)



