

KZ40RYS01699382

24.04.2026 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 "Эмбаунагаз", 060002, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Шоқан Уәлиханов, строение № 1, 120240021112, ІЗМҰХАНБЕТ РИНАТ НҰРҒОЖАҰЛЫ, 87122993461, info@emg.kmg.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 настоящего «Дополнения к проекту разработки месторождения С.Балгимбаев» 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 по I варианту составляет 136,0 тыс.тонн в год. (суточная добыча нефти – 372,60 т/сут), пиковая добыча газа составляет 2,992 млн.м3.

Пиковая добыча нефти по II рекомендуемому варианту составляет 139,2 тыс.тонн в год. (суточная добыча нефти – 381,36 т/сут), пиковая добыча газа составляет 3,064 млн.м3. 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 обязательным..

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) Целью составления настоящего «Дополнения к проекту разработки месторождения С.Балгимбаев» 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. Нефтяное месторождение С.Балгимбаев расположено в приморской зоне междуречья Урал-Волга. Ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (Заключение КЭРК на проект ОВОС к проекту «Проект разработки месторождения С.Балгимбаев», №KZ15VVX00134182 от 21.07.2022г в приложении). В 2022г был выполнен «Проект разработки месторождения С.Балгимбаев», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержденный ЦКРР РК (Протокол №32/3 от 06.10.2022г). В рамках

действующего проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2022-2024гг. На основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения. В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения С. Балгимбаев», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №56/1 от 24.10.2024г). В рамках АР-2024г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025-2026гг. На основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения. Основные проектные решения: Проектный уровень добычи нефти – 158,5 тыс.т; Проектный уровень добычи жидкости – 1542,7 тыс.т; Проектный уровень закачки воды – 1096,6 тыс.м³; Проектный добывающий фонд скважин – 135 скважин; Проектный нагнетательный фонд – 17 ед.; Проектный КИН – 0,580 доли ед.; Накопленна добыча нефти к концу разработки – 18 707,4 тыс.т.;

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 (№КЗ78VWF00065878 от 17.05.2022г). Целью составления настоящего «Дополнения к проекту разработки месторождения С.Балгимбаев» 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. В 2022г был утвержден «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения С. Балгимбаев Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г». В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории А+С1 увеличились на 1768 тыс.т (+10,6%) и составили 18440 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2447-22-У от 18.08.2022г). В 2022г был выполнен «Проект разработки месторождения С.Балгимбаев», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержденный ЦКРР РК (Протокол №32/3 от 06.10.2022г). В рамках действующего проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2022-2024гг. На основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения. В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения С. Балгимбаев», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №56/1 от 24.10.2024г). В рамках АР-2024г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025-2026гг. На основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения. Основные проектные решения: Проектный уровень добычи нефти – 158,5 тыс.т; Проектный уровень добычи жидкости – 1542,7 тыс.т; Проектный уровень закачки воды – 1096,6 тыс.м³; Проектный добывающий фонд скважин – 135 скважин; Проектный нагнетательный фонд – 17 ед.; Проектный КИН – 0,580 доли ед.; Накопленна добыча нефти к концу разработки – 18 707,4 тыс.т..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Нефтяное месторождение С.Балгимбаев расположено в приморской зоне междуречья Урал-Волга. По административному делению С.Балгимбаев относится к Исатайскому району, Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются районный центр пос. Аккистау, Новобогатинск, Жанбай, расположенные соответственно к северу и северо-востоку на расстояниях 22, 41 и 30 км. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 76 км. к востоку от месторождения. Связь с областным центром и ближайшими населенными пунктами осуществляется по железной дороге Атырау–Астрахань и асфальтированной дороге. Месторождение С. Балгимбаев находится в благоприятных экономических условиях. Оно расположено на западе Прикаспийской нефтеносной провинции в прибрежной зоне Северного Каспия вблизи таких месторождений как Камышитовый Юго-Восточный, Камышитовый Юго-Западный, Жанаталап, Гран, и др. Технической водой месторождение С. Балгимбаев снабжается из речки Баксай и выявленных водоносных горизонтов, обладающих достаточным гидроресурсом. По качеству вода пригодна для технических нужд.

Снабжение питьевой водой будет осуществляться из реки Урал по трубопроводу. В геоморфологическом отношении рассматриваемая площадь представляет собой равнину с абсолютными отметками минус 20 м. на севере и минус 30 м. на юге. Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной, холодной зимой. Растительный покров беден, характерный для зоны полупустынь. Уровень грунтовых вод находится на глубине 1,5 – 2,0 м, воды слабоминерализованные, приуроченные, в основном, к песчаным барханистым участкам. Рек на площади не имеется. К северо-

востоку от месторождения протекает речка Баксай, являющаяся одним из рукавов реки Урал. Проточная вода в ней бывает только в период половодья, а летом вода в нее закачивается из реки Урал водонасосной станцией. Линия берега моря расположена к югу от месторождения на расстоянии 12 – 15 км. Координаты угловых точек: № северная широта восточная долгота (Северное поле) 1. 47° 06' 35 С 50° 59' 15' В 2. 47° 07' 05 С 51° 00' 00' В 3. 47° 07' 00 С 51° 01' 30' В 4. 47° 06' 35 С 51° 00' 10' В (Южное поле) 1. 47° 03' 40 С 50° 59' 35' В 2. 47° 05' 00 С 50° 59' 00' В 3. 47° 06' 00 С 51° 00' 15' В 4. 47° 05' 50 С 51° 02' 00' В 5. 47° 05' 00 С 51° 03' 40' В.

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин. 1 вариант (базовый) Первый вариант предусматривает продолжение реализаций утвержденных проектных решений АР-2024г с корректировками на текущее состояние. Разработка месторождения предусматривается существующим фондом скважин, с проведением ГТМ по доп. дострелам в 5 скважинах, также планируется ОВП в 5 скважинах и бурение одной ГС. 2 вариант (рекомендуемый) Учитывая завершающую стадию разработки месторождения, высокую плотность сетки скважин, выполнение проектных решений по показателям добычи нефти существующим фондом скважин, в рамках второго варианта предусматривается разработка месторождения существующим фондом скважин, с проведением ГТМ по доп. дострелам в 12 скважинах, планируется скин ГРП в 10 скважинах, проведение ОВП в 7 скважинах и ввод из бездействия одной скважины, также ввод одной скважины из прочих категории. Далее рассматриваются стационарные источники воздействия на атмосферный воздух и сводные таблицы при реализации проекта по всем вариантам. Технологический процесс при эксплуатации месторождения по контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» по всем вариантам разработки происходит одинаково. При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-20. Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин возможно будут изменены марка буровой установки, согласно Единых правил рационального и комплексного использования недр. Согласно I варианту планируется бурение 1 горизонтальной скважины №256. Согласно II варианту бурение новых скважин не планируется. Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении новой скважины №256 являются: При СМР: Организованные источники:

- Источник №0001, Электрогенератор с дизельным приводом; Неорганизованные источники: • Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки; • Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов; • Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками; • Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли при работе автосамосвала; • Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива. При строительстве (при бурении и креплении) скважины: Организованные источники: • Источник №0002-01, Электрогенератор с дизельным приводом; • Источник №0003-01, Буровой насос с дизельным приводом; • Источник №0004-01, Силовая установка с дизельным приводом; • Источник №0005-01, Осветительная мачта с дизельным приводом; • Источник №0006, Цементировочный агрегат. Неорганизованные источники: • Источник №6005-002, Резервуар для дизельного топлива; • Источник №6006, Сварочный пост. При освоении скважины: Организованные источники: • Источник №0002-02, Электрогенератор с дизельным приводом; • Источник №0003-02, Буровой насос с дизельным приводом; • Источник №0004-02, Силовая установка с дизельным приводом; • Источник №0005-02, Осветительная мачта с дизельным приводом. Неорганизованные источники: • Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива; • Источник №6007, Насосная установка для перекачки нефти; • Источник №6008, Скважина. В целом по месторождению при строительстве скважины максимально выявлено: при СМР 6 стационарных источников, из них организованных источников загрязнения – 1, неорганизованных – 5, при бурении 7 стационарных источников, из них организованных источников загрязнения – 5, неорганизованных – 2, при освоении 7 стационарных источников, из них организованных источников загрязнения – 4, неорганизованных – 3. Технологический процесс при эксплуатации месторождения по контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» по всем вариантам разработки происходит одинаково. .

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Описание существующей системы подготовки продукции На ЦПС и ПН С. Балгимбаев осуществляется сбор нефти с месторождений НГДУ «Жаикмунайгаз», для дальнейшей подготовки смеси нефти до I товарной группы согласно СТ РК 1347-2024, и сдачи её в систему АО «КазТрансОйл». На ЦПСиПН месторождения С.Балгимбаев осуществляется сбор нефти всех месторождений НГДУ и подготовка её до товарной кондиции и сдача в систему КТО. Продукция месторождений: смесь (Ю.З.Камышитовое, Ю. В.Камышитовое, Юго-Восточное Новобогатинское, Новобогат Юго-Восточный), Жанаталап, Гран,

Забурунье прошедшие внутрипромысловую подготовку нефти перекачиваются откачивающими на ЦПСИПН С. Балгимбаев, где проходят узел замера для ведения оперативного учета поступающих объемов. Продукция скважины месторождения С.Балгимбаев с автоматизированных групповых замерных установок поступает на ЦПСИПН С.Балгимбаев. Газожидкостная смесь месторождения С.Балгимбаев через коллектор – усреднитель потока КУП-1 поступает на параллельные сепараторы - отстойники нефти I-ступени: С-1/1, С-1/2, где происходит процесс сепарации газа и предварительный сброс пластовой воды. Сброс пластовой воды осуществляется в технологический резервуар РВС №9 V-2000 м3. Далее предварительно обезвоженная нефть через расходомер нефти марки «OPTIMASS 1400C S50» поступает в технологический резервуар РВС №10 объемом V-5000м3. Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть на установках подготовки нефти, с 3-х межпромысловых нефтепроводов (Забурунье/Жанаталап, Гран, ЮВК/ЮЗК/ЮВН) поступает на коллектор - усреднитель потока КУП-2 Ø325 мм, на приём печей подогрева ПТБ 10/64 №1, №2, №3. В печах жидкость подогревается до температуры 50-60°C и поступает в параллельные сепараторы-отстойники II-ступени С-2/1, С-2/2. Нефть месторождения С.Балгимбаев после дренирования воды с резервуара №10, через переточные линии 3 и 9 м отбирается технологическим насосом внутренней перекачки ЦНС 180/85 № 3 или дренажными насосами НБ-125 №4 и №5, и прокачивается по нефтепроводу Забурунье через печи ПТБ 10/64 №1, №2, №3 на параллельные сепараторы - отстойники II-ступени. В сепараторах-отстойниках II-ступени: С-2/1, С-2/2 проходит процесс обезвоживания нефти и дополнительный отбор свободного газа. Подтоварная вода, накопившаяся в технологическом отсеке, дренируется в технологические резервуары РВС №9 V-2000 м3. Газ, выделившийся на I и II-ой ступени сепарации при помощи регулирующих клапанов подается на вихревой расходомер «digital YEWFLOW» марки «DY080», далее по газопроводу Ø114мм с давлением P-1-1,5 кгс/см2 поступает на осушитель газа (НГС 1-16- 2000) для очистки попутно нефтяного газа от примесей и влаги, после чего используется на собственные нужды в печах подогрева ПТБ-10/64 и ПТ -16/150. После сепараторов-отстойников II-ступени: С-2/1, С-2/2 обезвоженная нефть по трубопроводу Ø 325 мм, давлением P-1,2-1,5 кгс/см2 и t-45-50°C поступает на III-ступень сепарации: С-3/1, С-3/2, где проходит остаточный процесс обезвоживания, также предусмотрен процесс обессоливания нефти. Сброс подтоварной воды осуществляется и регулируется электроприводным клапаном до достижения 0,5% обводненности нефти. Для оперативного учета дренируемой воды с сепараторов-отстойников II и III-ступени, на линии установлен ультразвуковой расходомер марки «UFM3030K», далее дренируемая вода поступает в технологический резервуар РВС №9 V-2000 м3. С сепараторов-отстойников III-ступени: С-3/1, С-3/2, обезвоженная и обессоленная нефть по трубопроводу Ø325 мм через задвижки № КС/1, P-1,2-1,5 кгс/см2 поступает на концевую сепарационную установку (КСУ) V-25м3, для окончательной дегазации нефти. Разгазированная нефть с концевой сепарационной установки P-1 кгс/см2 с содержанием хлористых солей до 200 мг/дм3 и обводненностью до 0,5% поступает в технологический резервуар РВС №6 V= 2000м3. С резервуара РВС №6 через переточную линию 7,9 м, нефть поступает в товарные резервуары №1т, №5т, №11 т, №12т V=5000 м3. .

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Согласно технико-экономическим расчетам, разработка месторождения по рекомендуемому II варианту будет реализоваться в период 2026-2045гг. Пиковая добыча ожидается в 2026 году..

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

1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования
Дополнительного отвода земель не требуется.;

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

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Объем водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальной скважины №256 проектной глубиной 1255,95м (по стволу) согласно I варианту составляет – 484,56 м³/цикл. Объем водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 9 лет согласно I варианту составляет – 29565 м³/цикл. Объем водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 10 лет согласно II варианту составляет – 32 850 м³/цикл. ;

объемов потребления воды По второму варианту бурения новых скважин не предусматривается.; операций, для которых планируется использование водных ресурсов При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2009) ;

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 вырубке или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации На территории планируемых 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.;

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 Электроснабжение – от существующий ЛЭП.;

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) Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №256 проектной глубиной 1255,95м по первому варианту – 17,029352 т/год. Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2034гг по 1 варианту разработки – 3603,315 т/год. Согласно II варианту бурение новых скважин не планируется. Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 рекомендуемому варианту разработки: Железо (II, III) оксиды Кл.оп 3 Выброс вещества 28,797 т/год, Марганец и его соединения Кл.оп 2 Выброс

вещества 0,5371 т/год, Свинец и его неорганические соединения Кл.оп 1 Выброс вещества 0,018 т/год, Азота (IV) диоксид Кл.оп 2 Выброс вещества 455,70 т/год, Азотная кислота (5) Кл.оп 2 Выброс вещества 0,1366 т/год, Азот (II) оксид Кл.оп 3 Выброс вещества 252,41 т/год, Серная кислота (517) Кл.оп 2 Выброс вещества 0,0012 т/год, Углерод Кл.оп 3 Выброс вещества 25,933 т/год, Сера диоксид Кл.оп 3 Выброс вещества 98,7595 т/год, Сероводород Кл.оп 2 Выброс вещества 0,3781 т/год, Углерод оксид Кл.оп 4 Выброс вещества 873,70 т/год, Фтористые газообразные соединения Кл.оп 2 Выброс вещества 0,043 т/год, Фториды неорганические Кл.оп 2 Выброс вещества 0,0924 т/год, Метан Выброс вещества 166,21 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 Выброс вещества 786,93 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 Выброс вещества 78,340 т/год, Бензол Кл.оп 2 Выброс вещества 2,0176 т/год, Диметилбензол Кл.оп 3 Выброс вещества 10,404 т/год, Метилбензол Кл.оп 3 Выброс вещества 35,738 т/год, Бенз/а/пирен Кл.оп 1 Выброс вещества 0,0000129 т/год, Бутан-1-ол Кл.оп 3 Выброс вещества 7,1785 т/год, 2-Метилпропан-1-ол Кл.оп 4 Выброс вещества 0,0475 т/год, Этанол Кл.оп 4 Выброс вещества 9,55 т/год, 2-Этоксиэтанол Выброс вещества 4,876 т/год, Триэтиленгликоль Выброс вещества 91,274 т/год, Бутилацетат Кл.оп 4 Выброс вещества 5,554 т/год, Проп-2-ен-1-аль Кл.оп 2 Выброс вещества 5,7517 т/год, Формальдегид Кл.оп 2 Выброс вещества 5,7517 т/год, Пропан-2-он (Ацетон) Кл.оп 4 Выброс вещества 4,03 т/год, Смесь природных меркаптанов Кл.оп 3 Выброс вещества 0,0045 т/год, Бензин Кл.оп 4 Выброс вещества 6,8328 т/год, Масло минеральное нефтяное Кл.оп Выброс вещества 0,0006 т/год, Уайт-спирит Кл.оп 1 Выброс вещества 10,158 т/год, Алканы C12-19 Кл.оп 4 Выброс вещества 1032,4 т/год, Взвешенные частицы Кл.оп 3 Выброс вещества 46,671 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 Кл.оп 3 Выброс вещества 0,7076 т/год, Пыль абразивная Выброс вещества 1,5137 т/год. В С Е Г О : Выброс вещества 4048,5 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 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК. Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №256, проектной глубиной 1255,95 м по 1 варианту - 351,1647 т/год. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения С.Балгимбаев за 2026-2034гг по 1 варианту - 160,181325 т/год. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения С.Балгимбаев за 2026-2035гг по 2 рекомендуемому варианту- 177,97925 т/год, из них Промасленные отходы (ветошь) - 1,524 т/год, Коммунальные отходы – 45 т/год, Отработанные аккумуляторы - 0,00025 т/год, Металлолом – 0,04 т/год, Огарки сварочных электродов – 0,015 т/год, Пищевые отходы – 131,4 т/год. Все виды отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера..

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. .

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 2025 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 При интегральной оценке воздействия «низкая» последствия воздействия испытываются, но величина воздействия находится в пределах от допустимых стандартов до порогового значения, ниже которого воздействие является низким..

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 Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий: • усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства; • минимизировать работу оборудования на форсированном режиме; • рассредоточить работу технологического оборудования не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе, при работе которого выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений; Для предотвращения негативного воздействия на водные ресурсы при проведении строительных работ необходимо: • Заправку строительной техники осуществлять на специально отведенной для этой цели площадке, покрытую изоляционным материалом. • Заправку оборудования горюче-смазочными материалами производить только специальными заправочными машинами. • Содержать территорию в надлежащем санитарном состоянии. • Содержать спецтехнику в исправном состоянии. • Выполнение предписаний, выданных уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, направленных на снижение водопотребления и водоотведения, объемов сброса загрязняющих веществ; • Использование грунтовой воды для пылеподавления в летнее время. Мероприятия по охране недр на месторождении предусматривают: • обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленного в недропользование; • достоверный учёт извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов; • соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования..

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 целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин. 1 вариант (базовый) Первый вариант предусматривает продолжение реализаций утвержденных проектных решений АР-2024г с корректировками на текущее

состояние. Разработка месторождения предусматривается существующим фондом скважин, с проведением ГТМ по доп. дострелам в 5 скважинах, также планируется ОВП в 5 скважинах и бурение одной ГС. 2 вариант (рекомендуемый) Учитывая завершающую стадию разработки месторождения, высокую плотность сетки скважин, выполнение проектных решений по показателям добычи нефти существующим фондом скважин, в рамках второго варианта предусматривается разработка месторождения существующим фондом скважин, с проведением ГТМ по доп. дострелам в 12 скважинах, планируется скин ГРП в 10 скважинах, проведение ОВП в 7 скважинах и ввод из бездействия одной скважины, также ввод одной скважины из прочих категорий. Отчет о возможных воздействиях будет содержать полную оценку воздействия вариантов разработки, предусмотренных в проекте намечаемой деятельности..

- 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 Тилек

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



