

KZ77RYS01155807

21.05.2025 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 "Эмбаунагаз", 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) Проектом предусмотрена Дополнение к проекту разработки месторождения Гран. В соответствии с п. 2.1 Раздела 1 Приложения 1 Экологического Кодекса РК объект относится к виду намечаемой деятельности, для которой проведение оценки воздействия на окружающую среду 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) Проектом предусмотрена Дополнение к проекту разработки месторождения Гран. В соответствии с п. 2.1 Раздела 1 Приложения 1 Экологического Кодекса РК объект относится к виду намечаемой деятельности, для которой проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательной.;

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 открыто в 1969г в результате опробования и получения притока нефти в скважине №1 в интервале 520-529м (Ю-VI) со среднесуточным дебитом 5,6 м3/сут на 3-мм штуцере. В 2022г в связи с завершением утвержденных технологических показателей разработки АР-2020г согласно рекомендациям ЦКРР о необходимости составления нового проектного документа, был составлен «Проект разработки месторождения Гран», утвержденный ЦКРР РК на период 2023-2025гг. В рамках проектного документа было пересмотрено выделение объектов, по результатам которого среднеальбские горизонты K1a1 2-I, K1a1 2-II, раньше считавшиеся I объектом разработки были выделены в качестве возвратного как I возвратный объект и апт-неокомский горизонт, ранее II объект разработки как II возвратный объект. Остальные III и IV объекты были переименованы как I и II объекты соответственно. Целью составления настоящего «Дополнение к проекту разработки...» является расчет технологических показателей, в связи с завершением действующего ПР-2022г, а также расчеты технологических потерь при добыче углеводородов,

ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии новому нормативно-техническому документу по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам утвержденного Министерством энергетики РК от 17.01.2025г. Ранее при выполнении проекта разработки месторождения Гран от Комитета экологического регулирования и контроля было получено Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Гран» KZ14VVX00132163 от 14.07.2022г..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Гран в географическом отношении расположено в юго-восточной части междуречья Урал-Волга. По административному делению площадь месторождения относится к Исатайскому району Атырауской области Республики Казахстан (рис.1.1). Ближайшими населенными пунктами являются поселки Аккистау и Х. Ергалиев расположенные соответственно в 20 км и 60 км от месторождения. Областной центр г. Атырау расположен в 85км на юго-восток от площади. Связь с населенными пунктами и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием. Через поселок Аккистау проходит железная дорога Астрахань–Атырау. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: С.Балгимбаев находится в 15 км на юго-запад, на юго-востоке расположены месторождения Камышитовый Юго-Западный и Жанаталап в 10 и 15 км соответственно. В орографическом отношении площадь представляет собой равнину с небольшим уклоном к югу в сторону Каспийского моря, с абсолютными отметками рельефа от минус 22 м до минус 26,5 м. Равнина покрыта мягким грунтом и песчаными массивами. Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной, холодной зимой. Растительный покров беден, характерен для зоны полупустынь. Координаты угловых точек: № северная широта восточная долгота 1. 47° 14' 44 С 50° 57' 27' В 2. 47° 16' 00 С 50° 57' 26' В 3. 47° 14' 51 С 50° 58' 41' В 4. 47° 14' 06 С 50° 29' 17' В 5. 47° 13' 48 С 50° 59' 19' В 6. 47° 13' 59 С 50° 58' 45' В 7. 47° 14' 26 С 50° 57' 46' В.

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции В рамках данного проекта, с целью обоснования оптимальной системы разработки и обеспечения рационального извлечения извлекаемых запасов, были рассмотрены два варианта. Основное отличие между представленными вариантами заключается в объемах и последовательности выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Вариант 1 (базовый) разработан на основе ранее утвержденного «Проекта разработки месторождения» (2022г) с корректировкой на текущее состояние. Данный вариант предполагает продолжение реализации проектных решений с использованием существующего эксплуатационного фонда скважин. В состав ГТМ включены: переводы между продуктивными объектами, дополнительные прострелы, а также ввод одной скважины из состояния консервации. Согласно 1 варианту рентабельный период разработки продлится до 2043г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 3643,2 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,459 доли ед. при утвержденном 0,461 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 99,6%. Вариант 2 (рекомендуемый) разработан на базе базового варианта и предусматривает расширение перечня мероприятий за счет дополнительных переводов между объектами и проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на ряде скважин. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2050г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 4040,3 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,509 доли ед. при утвержденном 0,461 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 110,5%. В рамках ОПИ данного проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Гран» предусматривается бурение двух горизонтальных скважин — ГС-1 и ГС-2 на I возвратном объекте, а также предусматривается бурение 2 вертикальных резервных скважин №№89,90. При строительстве 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. Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважин являются источники в количестве 34 единиц, из них организованных источников 12, неорганизованных источников 22. В рамках данного проекта проектные добывающие скважины по вариантам разработки не рассматриваются. Технологический процесс при эксплуатации месторождения по месторождению АО «Эмбаунайгаз» по всем вариантам разработки происходит одинаково. Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются: Организованные источники: Источник №0001-0002 Котельная RB-167 EMF (Ru); Источник №0003-0004 Котельная Navien Ace -16 K; Источник №0005 Печь марки ПТ-16/150 (№2); Источник №0006 Печи подогрева ПТ-16/150; Источник №0007-0008 Печи подогрева ПТ-16/150; Источник №0009 Печи

подогрева ПТ-16/150; Источник №0010-0011 Резервуар 1000м³ Источник №0012 Электроснабжение (ДЭС) Марка АД 250А; Источник №0013-001 Факельная установка (Дежурная горелка); Источник №00013-002 Факельная установка (ТОиТР ГС на УПН Гран); Источник №0014 ГПЭС; Источник №0015 ГПЭС; Источник №0016 ГПЭС; Источник №0018 Электроснабжение (ДЭС) АД-100С-Т400 контейнере, 100кВт; Источник №0019. Емкость технологическая ЕТО 25м³ Неорганизованные источники: Источник №6001 Отстойник ТФС; Источник №6002-6043 Скважины; Источник №6044-6085 Дренажная емкость на скважинах; Источник №6086-6089 ГЗУ –1 ед.; Источник №6090-6093 Дренажная емкость на ГЗУ; Источник №6094-6097 Насосы ЦНС-180/128-2шт, Насос НБ-125-1шт, НБ-50 1шт; Источник №6098-7000 Дренажная емкость; Источник №7001 Нефтегазосепаратор (НГС); Источник №7002 Газосепаратор (ГС); Источник №7003-7004 Шламонакопитель; Источник №7005 Межпромысловый трубопровод; Источник №7006 ГРПШ; Источник №7007 ЗРА, фланцы; Источник №7008-7012 Сливные вентили конденсатосборника; Источник №7013 Дренажная емкость; Источник №7014 Газосепаратор; Источник №7015. Вытяжные свечи ..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Действующим проектным документом разработки месторождения Гран предусматривается применение герметизированной, однострубно-самотечной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками. Скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Гран» под собственным давлением, по выкидным линиям диаметром Ø73мм, Ø89 мм, Ø114мм поступает на приём автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ). Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) - предназначена для автоматического периодического или ручного определения продукции добывающих скважин. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работы добывающих скважин. На месторождении «Гран» эксплуатируется АГЗУ марки (Спутник Б 40-14*500 - 3 единицы, АМ 40-8*400 - 1 единица). С АГЗУ продукция 41 добывающей скважины по трём нефтесборным коллекторам ф 159х6 мм, давлением Р=2,5-3,0 кгс/см² поступает на УПН «Гран», для дальнейшей предварительной подготовки. Описание технологического процесса подготовки нефти на УПН Гран Газожидкостная смесь месторождения «Гран» с АГЗУ №373, №371, №374, №372 давлением Р=2,5-3,0 кгс/см² по трём нефтесборным коллекторам ф159х6 мм через входные задвижки №1, №2 и №3 поступает в нефтегазосепаратор НГС V=25м³, для отделения газа от продукции нефтяных скважин. Перед НГС производится подача дэмульгатора с БР-2,5 марки Рандем-2204 с удельным расходом 80-100г/т. Отделившийся на первой ступени сепарации газ, поступает на осушку в газсепаратор ГС-1-1,6-800-1, после очистки попутного нефтяного газа от капельной жидкости, газоконденсата и механических примесей. Далее попутно нефтяной газ с Р=0,8 кгс/см² используется на производственно-технической нужды на печах подогрева нефти ПТ-16/150 №1 и №2 для нагрева нефти в термохимическом процессе подготовки нефти и на ГПЭС для выработки электроэнергии на собственные нужды. А также в зимний период используется на социально бытовые нужды, в качестве топлива в котельных УПН и ЦДНГ. Сброс дренажа с нефтегазосепаратора осуществляется через выходную задвижку №13 и с газосепаратора через выходную задвижку №18 периодически производится в дренажную емкость ДЕ V=5м³, откуда откачивается агрегатом в автоцистерну и вывозится в сырьевой резервуар. С нефтегазосепаратора разгазированная нефтяная эмульсия с Р=2,2-1,9 кгс/см² через выходную задвижку №5 поступает на печи подогрева ПТ-16/150 №1 и №2 через входные задвижки №31 и №33, при этом задвижка №30 должна быть закрыта. Подогретая нефтяная эмульсия до Т=46-500С на выходе, через выходные задвижки №32 и №34 поступает на РВС-1000м³ №2 через входную задвижку №42. После разделения нефтяной эмульсии, отстоявшаяся пластовая вода из резервуара РВС №2 через выходную задвижку №43 и подтоварная вода с РВС №1 через выходную задвижку №52 поступает в отстойник ОГ-100 №1 для окончательного разделения от нефтепродуктов, механических примесей с последующей закачкой в систему ППД через выходную задвижку №69, 70 на КНС Гран. Отделившаяся нефть с РВС №2 через переток 7 и 9 метров, через выходные задвижки №44-47 поступает в РВС-1000м³ №1. Откуда после отстоя, обезвоженная нефть месторождения Гран обводненностью до 0,6% и содержанием хлористых солей до 700 мг/дм³ через выходные задвижки №53-55 через переток 5 и 9м забирается насосами НБ-50, ЦНС-180/128 (1- насос «рабочий», 1- насос в резерве), откачивается Р=5-12,8 кг/см² по нефтяной коллектору на ЦПС и ПН С.Балгимбаева для получения товарной нефти 1 группы по СТ РК 1347-2024. Дренаж с резервуаров РВС-1000 м³ №1 и 2 через задвижки №41 и 51, с отстойника ОГ-100 через выходную задвижку №72 и 73 в случае ремонтных работ, нарушения технологического режима и аварийных ситуаций поступает в дренажную емкости ЕП-25 м³ через входную задвижку №63. Откуда через выходную задвижку №62 и входную задвижку №42 поступает в технологический резервуар РВС-1000м³ №2 ..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и попуттилизацию объекта) В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2025-2050гг..

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и попуттилизацию 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. Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в сорах и песках. Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах. Самый верхний водоносный горизонт новокаспийских отложений имеет минерализацию в пределах 20-200 г/дм³, по химическому составу хлоридно-натриевого типа. Коэффициенты фильтрации изменяются в пределах 0,15 -0,80 м/сут, что указывает на застойный не дренируемый характер вод. Глубина залегания первого водоносного горизонта изменяется от 0,6-1,0 м, у береговой линии моря до 1,8-4,6 м на остальной территории в зависимости от рельефа. ;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) На месторождении Гран НГДУ «Жайыкмунайгаз», техническая и питьевая вода доставляется автотранспортом из С. Балгимбаева и хранится на объектах в железобетонных резервуарах.;

объемов потребления воды Баланс водопотребления и водоотведения при проведения ОПИ - 429,09 м³/цикл.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 16425,0 м³. Объем водопотребления и водоотведения согласно второму варианту составляет – 16425,0 м³. В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды будут осуществляться в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе. Местные локальные септики представляет собой герметичные емкости. Материал септиков – железобетон, объем емкостей по 25 м³.;

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.;

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 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 – Дизельгенератор ;

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) **ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В РАМКАХ ОПИ ДАННОГО ПРОЕКТА.** При строительстве горизонтальных скважин ГС-1, ГС-2: Железо (II, III) оксиды 0,05322 г/с, №ГС-1-0,01007 т/г, №ГС-2-0,01007 т/г. Марганец и его соедин. 0,00115 г/с, №ГС-1-0,00017 т/г, №ГС-2-0,00017 т/г. Азота диоксид 2,26455 г/с, №ГС-1-4,63328 т/г, №ГС-2-4,4572 т/г. Азот (II) оксид 2,90736 г/с, №ГС-1-5,95376 т/г, №ГС-2-5,72804 т/г. Углерод 0,37464 г/с, №ГС-1-0,76693 т/г, №ГС-2-0,73785 т/г. Сера диоксид 0,80457 г/с, №ГС-1-1,63896 т/г, №ГС-2-1,576 т/г. Сероводород 0,00782 г/с, №ГС-1-0,00016 т/г, №ГС-2-0,00016 т/г. Углерод оксид 2,00315 г/с, №ГС-1-4,08175 т/г, №ГС-2-3,92485 т/г. Метан 0,05416 г/с, №ГС-1-0,03275 т/г, №ГС-2-0,03275 т/г. Смесь углевод. Пред.С1-С5 2,59401 г/с, ГС-1-0,39261 т/г, № ГС-2-0,38491 т/г. Смесь углевод. Пред.С6-С10 0,00002 г/с, №ГС-1- 0,00001 т/г, №ГС-2-0,00001 т/г. Проп-2-ен-1-аль 0,0893 г/с, №ГС-1-0,18289 т/г, №ГС-2-0,17596 т/г. Формальдегид 0,0893 г/с, № ГС-1-0,18289 т/г, №ГС-2-0,17596 т/г. Метантиол 0,00002 г/с, №ГС-1-0,00001 т/г, №ГС-2-0,00001 т/г. Масло минеральное нефтяное 0,0007 г/с, №ГС-1-0,0002 т/г, №ГС-2-0,0002 т/г. Алканы С12-19 1,00377 г/с, №ГС-1-1,8394 т/г, №ГС-2-1,76993 т/г. Пыль неорг., сод.в %: более 70-0,32733 г/с, №ГС-1-0,04715 т/г, №ГС-2 0,04715 т/г. Пыль неорг., сод. в %: 70-20 - 0,00739 г/с, №ГС-1-0,00422 т/г, №ГС-2-0,00422 т/г. Пыль абразивная 0,027 г/с, №ГС-1-0,0054 т/г, №ГС-2-0,0054 т/г. ВСЕГО: 22,60944 г/с. №ГС-1-19,7726 т/г. №ГС-2-19,03082 т/г. При строительстве верт.резервных скв. №№89, 90: Железо (II, III) оксиды 0,05322 г/с, 0,02515 т/г. Марганец и его соединения 0,00115 г/с, 0,00033 т/г. Азота (IV) диоксид 2,26338 г/с, 8,3664 т/г. Азот (II) оксид 2,90585 г/с, 10,75006 т/г. Углерод 0,37444 г/с, 1,3847 т/г. Сера диоксид 0,80418 г/с, 2,9606 т/г. Сероводород 0,00782 г/с, 0,00021 т/г. Углерод оксид 2,00218 г/с, 7,3731 т/г. Метан 0,05416 г/с, 0,03743 т/г. Смесь углевод. Пред.С1-С5 12,59401 г/с, 0,56284 т/г. Смесь углевод. Пред. С6-С10 0,00002 г/с, 0,00002 т/г. Проп-2-ен-1-аль 0,08925 г/с, 0,33022 т/г. Формальдегид 0,08925 г/с, 0,33022 т/г. Метантиол 0,00002 г/с, 0,00002 т/г. Масло минеральное 0,0007 г/с, 0,0004 т/г. Алканы С12-19 1,00331 г/с, 3,32234 т/г. Пыль неорг. сод. двуокись кремния в %: более 70 0,31293 г/с, 0,12625 т/г. Пыль неорг., сод. двуокись кремния в %: 70-20 0,00731 г/с, 0,01043 т/г. Пыль абразивная 0,027 г/с, 0,014 т/г. ВСЕГО: 22,59017 г/с, 35,59471 т/г.

Максимальные выбросы при эксплуатации в 2025г: Азота (IV) диоксид 0,66293 г/с, 7,38118 т/г. Азот (II) оксид 0,80195 г/с, 41,54687 т/г. Углерод 0,20981 г/с, 0,46645 т/г. Сера диоксид 0,12297 г/с, 0,1584 т/г. Сероводород (518) 0,00475 г/с, 0,01031 т/г. Углерод оксид 2,27471 г/с, 55,13108 т/г. Метан (727*) 0,41568 г/с, 2,54511 т/г. Смесь углевод. Пред. C1-C5 5,86505 г/с, 17,03419 т/г. Смесь углевод. Пред. C6-C10 2,00225 г/с, 0,86201 т/г. Бензол 0,02614 г/с, 0,01112 т/г. Диметилбензол 0,00822 г/с, 0,0035 т/г. Метилбензол 0,01643 г/с, 0,00699 т/г. Бенз/а/пирен 0,000001 г/с, 0,00001 т/г. Проп-2-ен-1-аль 0,01471 г/с, 0,018 т/г. Формальдегид 0,01537 г/с, 0,10326 т/г. Смесь природных меркаптанов 0,0001 г/с, 0,00328 т/г. Алканы C12-19 1,54187 г/с, 67,24196 т/г. ВСЕГО: 13,9829 г/с, 192,5237 т/г..

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. Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин при ОПИ: 801,84т. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Гран за 2025-2034гг - 23,643т. 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 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 месторождения 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 Оценка воздействия на окружающую среду: 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 Проектом предусмотрен ряд технико-технологических мероприятий, направленных на предупреждение и борьбу с водо-, газо-, нефтепроявлениями. Основным средством, предупреждающим газопроявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.). 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) В рамках настоящего проекта, с целью обоснования оптимальной системы разработки и обеспечения рационального извлечения извлекаемых запасов, были рассмотрены два варианта. Основное отличие между представленными вариантами заключается в объемах и последовательности выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Вариант 1 (базовый) разработан на основе ранее утвержденного «Проекта разработки месторождения» (2022г) с корректировкой на текущее состояние. Данный вариант предполагает продолжение реализации проектных решений с использованием существующего эксплуатационного фонда скважин. В состав ГТМ включены: переводы между продуктивными объектами, дополнительные прострелы, а также ввод одной скважины из состояния консервации. Согласно 1 варианту рентабельный период разработки продлится до 2043г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 3643,2 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,459 доли ед. при утвержденном 0,461 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 99,6%. Вариант 2 (рекомендуемый) разработан на базе базового варианта и предусматривает расширение перечня мероприятий за счет дополнительных переводов между объектами и проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на ряде скважин. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2050 г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 4040,3 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,509 доли ед. при утвержденном 0,461 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне

10.5% Оценку воздействия на окружающую среду будет, удерживая в полной оценке 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):
Қажым Т.С.

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



