



АО «Эмбаунайгаз»

**Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на
окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности**

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ32RYS01170197 от 28.05.2025 года.

Общие сведения:

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.kmgep.kz.

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (далее Кодекс) основным видом намечаемой деятельности №KZ32RYS01170197 от 28.05.2025 года является разведка и добыча углеводородов.

Целью составления «Проекта разработки месторождения Кисимбай» является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом. Пиковая добыча нефти составляет 6,5 тыс. тонн в год. Пиковая добыча газа составляет 0,501 млн. м3 в год. Среднесуточная добыча нефти месторождения Кисимбай составляет 20 т/сут; среднесуточная добыча газа– 0,710 м3/сут.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов, анализа текущего состояния разработки и выделения эксплуатационных объектов, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант разработки предусматривает продолжение разработки эксплуатационного объекта согласно действующему проектному документу, (с корректировкой на текущее состояние) с проведением ГТМ по дострелу интервалов, которые ранее не были вовлечены в разработку и ОВП.

2 вариант разработки предусматривает уплотнение сетки эксплуатационных скважин на I объекте путем ввода в эксплуатацию из бурения 2 добывающие скважины. Все остальные мероприятия аналогичны первому варианту. Во 2 варианте разработки предусматривается бурение скважин №85,86.

При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-30. Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин возможно будут изменены марка буровой установки. Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважины являются источники в количестве 33 источников из них: 13 организованных, 20 неорганизованных. Технологический процесс при эксплуатации месторождения по контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются: Организованные источники: •Источник №0001 Передвижной сварочный агрегат САГ; • Источник №0002 Дизель генератор АД-200; • Источник №0003 Печь подогрева нефти ПТ-16-150М ППН Кисимбай; • Источник №0004-



0006 Печь подогрева нефти ПТ-16-150М ППН Кисимбай; • Источник № 0007-0011 Резервуар ППН Кисимбай; • Источник №0012 Стояк налива нефти ППН Кисимбай; • Источник №0013 Хим. лаборатория; • Источник №0014 Котельная Gronus Buran BB2035; • Источник №0015 0016 Котельная Gronus Buran BB 1300; • Источник №0017-01 Факел–Дежурная горелка V7; • Источник №0017-02 Факел–Дежурная горелка V8; • Источник №0018 Блочная– модульная котельная ; Неорганизованные источники: • Источник №6001-6003 ГЗУ Спутник Б-40-14-500; • Источник №6004 Сварочный пост; • Источник №6005 Сварочный трансформатор; • Источник №6006 Пост газорезки; • Источник №6007-6008 Нефтегазосепаратор ППН Кисимбай; • Источник №6009 Газосепаратор ППН Кисимбай; • Источник №6010-6012 Насос ЦНС 60/264 ППН Кисимбай; • Источник №6013-6015 Насосная НБ-50 ППН Кисимбай; • Источник №6016-6018 Отстойник ППН Кисимбай; • Источник №6019-6024 Дренажная емкость ППН Кисимбай; • Источник №6025-6026 Дозировочный насос НД-2,5 ППН Кисимбай; • Источник №6027 Пост газорезки ППН Кисимбай; • Источник №6028 Сварочный трансформатор ППН Кисимбай; • Источник №6029-6030 ГРПШ; • Источник №6031-6053 Дренажная емкость на скважинах; • Источник №6054-6056 Дренажная емкость на ГЗУ; • Источник №6057-6073 Добывающие скважины.

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

Существующая система сбора Технология промышленного сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Кисимбай осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам с условными Ø78, 100 и 102 мм, проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа Спутник «АМ-40-14-400» (3-ед.). Все АГЗУ обустроены для автоматического замера дебита скважин. Распределение фонда добывающих скважин по автоматизированным групповым замерным установкам. После замера нефтегазовая смесь направляется по сборному трубопроводу Ø159мм на ЦППН месторождения Кисимбай. Существующая система подготовки продукции Продукция добывающих скважин месторождения Кисимбай с АГЗУ-1, АГЗУ-2, АГЗУ-3 по нефтяному коллектору Ø159 поступает в Цех подготовки и перекачки нефти в нефтегазосепаратор НГС-1. На входе НГС производится подача деэмульгатора марки «Рандем– 2204» с удельным расходом 50-70 г/т через БР 2,5 №1. С нефтегазосепаратора НГС-1 выделившийся газ поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-1200. После осушки газ расходуется на собственные нужды (печи подогрева нефти, котельную). Нефтяная эмульсия с НГС-1 через расходомер жидкости «OPTIMASS-1400» поступает в горизонтальный отстойник ОГ-200, где происходит разделение эмульсии. Подтоварная вода дренируется в буферную емкость БЕ-100 V-100 м3, откуда бустерным насосом К-150 №1, №2 (рабочий, резервный) закачивается для подготовки в отстойник с патронным фильтром ОПФ-3000. Уловленная нефть с ОПФ-3000 собирается в дренажную емкость ЕП-12,5, а затем откачивается в резервуар №4 V-700 м3.

Подготовленная подтоварная вода собирается в отстойнике горизонтальном ОГ-200, откуда по водяному коллектору поступает в сборный резервуар №6 V-400 м3 подтоварной воды для закачки в систему ППД. Откачка подтоварной воды из резервуара №6 производится насосами НБ-125 №1, №2 на ВРП №1, №2. Предварительно обезвоженная нефть с ОГ-200 поступает в КСУ и направляется в РВС №4, V-700 м3. С нефтяного трубопровода «Аккудук-Кисимбай» нефть месторождений Кульсары, Косчагыл, Акингень, Аккудук через печь ПТ 16/150М №2 с Т-40-50°С поступает в РВС №4, V-700 м3. Из сборного резервуара №4, V-700 м3 отделившаяся нефть по переточную линию (Н-640см) поступает в резервуар №5 V-700 м3. С резервуаров №4 подтоварная вода дренируется в



буферную емкость БЕ-100 V-100 м3. Нефть с резервуара №5, V-700 м3 прокачивается насосами НБ-50 №2, №3, ЦНС 60/66 №4 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, №4 на ОБН-200. На входе печи подогрева дозируется деэмульгатор марки «РАНДЕМ-2204» с удельным расходом 210-230 г/т (II ступень). После печи ПТ 16/150М №3, №4 перед отстойником ОБН-200 в нефтяной коллектор через эжектор подается нагретая до Т-70°С пресная промывочная вода в объеме 22-25% суточной объем нефти. Сброс воды с отстойника ОБН-200 производится в буферную емкость БЕ-100 м3, V-100 м3. Нефть с отстойника ОБН-200 поступает в электродегидратор (отстойник) ЭГ-200, а затем товарная нефть поступает в резервуары №1, №2, №3 V-1000 м3.

После заполнения поочередно товарных резервуаров №1, №2, №3 через отстоя 2 часа производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть 5 месторождений: Кисимбай, Аккудук, Акинжень, Косчагил, Кульсары с товарных резервуаров №1, №2, №3 ЦППН Кисимбай насосами ЦНС 60/264 №1, №2, №3 прокачивается по нефтяному коллектору Ø 219 мм на расстояние 18 км поступает в товарные резервуары №1 V-2000 м3, №2 РВС-400 м3, №3 V-3000 м3 на НПС «Опорный». Нефтеперекачивающая станция (НПС)- комплекс сооружений, а также оборудования для обеспечения приема, накопления, а также перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. В НПС «Опорный» поочередно заполняются товарные резервуары РВС №1 V-2000 м³; РВС №2 V-400 м³; РВС №3 V-3000 м³.

Месторождение Кисимбай расположено в юго восточной части Прикаспийской впадины. Административно относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан. Месторождение расположено в 300 км юго-восточнее от областного центра г. Атырау и в 85 км от юго-восточнее районного центра Кульсары. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Опорный, нефтепромыслы Каратон, Косчагыл расположенные в 60-70 км от месторождения. В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога, соединяющая Атырау– Бейнеу– Мангышлак и нефтепровод Узень-Атырау.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: разработка месторождения реализуется в течение срока действия контрактного периода 2025-2043гг.

В соответствии пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: I варианту разработки: При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,420571 г/с; 3,203025 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,008129 г/с; 0,074085 т/год; Азота диоксид КО: 2; ВВ: 8,7313886 г/с ; 26,1376028 т/год; Азотная кислота КО: 2; ВВ: 0,004333 г/с; 0,136656 т/год; Азот оксид КО: 3; ВВ: 3,5986498 г/с; 7,4351769 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 0,5226277 г/с; 0,5640565 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,879313 г/с; 1,0855442 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,0477162368 г/с; 0,0906067135 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 7,2769159 г/с; 89,4322488 т/год; Фтористые газообразные КО: 2; ВВ: 0,000875 г/с; 0,01265 т/год; Фториды неорганические КО: 2; ВВ: 0,002512 г/с; 0,0363 т/год; Метан ВВ: 1,1795889 г/с; 31,7933126 т/год; Смесь углеводородов C1-C5 ВВ: 57,0963115 г/с; 94,1878259 т/год; Смесь углеводородов C6-C10 ВВ: 19,993209 г/с 1,9227677 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,261072 г/с; 0,0240457 т/год; Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,190384 г/с; 3,4239576 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,164103 г/с; 0,0151141 т/год; Проп-2-ен-1-аль КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Формальдегид КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,000083 г/с; 0,002604 т/год; Бензин (нефтяной, малосернистый) КО: 4; ВВ: 0,216667 г/с; 6,8328 т/год; Алканы C12-19 КО: 4; ВВ: 1,0541 г/с; 1,284541 т/год; Пыль неорганическая, двуокись кремния в %:70-20 КО:3;ВВ:0,001066г/с,0,0154 т/год;

Всего: ВВ: 101,8604355 г/с; 267,9672295 т /год.



При эксплуатации по годам: на 2025г- 10,4461289 г/с, 27,0069255 т/год; на 2026г- 10,1575099 г/с, 26,854446 т/год; на 2027г- 10,1575099 г/с, 26,847855 т/год; на 2028г- 10,1575099 г/с, 26,834672 т/год; на 2029г- 10,1575099 г/с, 26,82808 т/год; на 2030г- 10,1568534 г/с, 26,794194 т/год; на 2031г- 10,1568534 г/с, 26,761236 т/год; на 2032г- 10,1568534 г/с, 26,715095 т/год; на 2033г- 10,1568534 г/с, 26,675546 т/год; на 2034г- 10,1568534 г/с, 26,64918 т/год.

II варианту разработки: При строительстве скважин №85,86: 11,56534698г/с; 72,1981474т/год. При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,420571 г/с; 3,203025 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,008129 г/с; 0,074085 т/год; Азота диоксид КО: 2; ВВ: 8,7313886г/с; 26,1376028т/год; Азотная кислота КО:2; ВВ:0,004333г/с;0,136656т/год; Азотоксид КО:3; ВВ: 3,5986498 г/с; 7,4351769 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 0,5226277 г/с; 0,5640565 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,879313 г/с; 1,0855442 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,0477198368 г/с; 0,0912340135 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 7,2769159 г/с; 89,4322488 т/год; Фтористые газообразные КО: 2; ВВ: 0,000875 г/с; 0,01265 т/год; Фториды неорганические КО: 2; ВВ: 0,002512 г/с; 0,0363 т/год; Метан ВВ: 1,1795889 г/с; 31,7933126 т/год; Смесь углеводородов C1-C5 ВВ: 57,1022164 г/с; 94,9944821 т/год; Смесь углеводородов C6-C10 ВВ: 19,993209 г/с; 2,1528772 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,261072 г/с; 0,0270509 т/год; Диметилбензол КО : 3; ВВ: 0,190384 г/с; 3,4249022 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,164103 г/с; 0,017003 т/год; Проп-2-ен-1-аль КО:2; ВВ:0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Формальдегид КО: 2; ВВ: 0,10541 г/с; 0,128454 т/год; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,000083 г/с; 0,002604 т/год; Бензин (нефтяной, малосернистый) КО: 4; ВВ: 0,216667 г/с; 6,8328 т/год; Алканы C12-19 КО: 4; ВВ: 1,0541 г/с; 1,284541 т/год; Пыль неорганическая, двуокись кремния в %:70-20 КО:3;ВВ:0,001066г/с;0,0154 т/год;

Всего: ВВ:101,866344 г/с; 269,0104605 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г- 10,4461289 г/с, 27,0069255 т/год; на 2026г- 10,1575099 г/с, 26,854446 т/год; на 2027г- 10,1575099 г/с, 26,847855 т/год; на 2028г- 10,1575099 г/с, 26,834672 т/год; на 2029г- 10,1575099 г/с, 26,82808 т/год; на 2030г- 10,1575099 г/с, 26,946728 т/год; на 2031г- 10,1581664 г/с, 27,026755 т/год; на 2032г - 10,1581664 г/с, 26,947657 т/год; на 2033г - 10,1581664 г/с, 26,881741 т/год; на 2034г - 10,1581664г/с, 26,835601 т/год.

Описание сбросов загрязняющих веществ: Сбросов загрязняющих веществ отсутствуют.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин №85,86. Опасные отходы: Буровой шлам 566,0216 т/г; Отработанный буровой раствор 666,312 т/г; Промасленные отходы (ветошь) 0,3048 т/г; Отработанные масла 3,9582 т/г; не опасные отходы: Коммунальные отходы 1,1392 т/г; Пищевые отходы 3,3264 т/г; Металлолом 0,008 т/г; Огарки сварочных электродов 0,003 т/г; Всего: 1241,0732 т/год. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг. Опасные отходы: Промасленная ветошь 0,1524 т/год; не опасные отходы: Металлолом 0,0004 т/год; Огарки сварочных электродов 0,0015 т/год; Коммунальные отходы 4,5 т/год; Пищевые отходы 13,14 т/год. Итого: 17,7943 т за 1 год. Всего при эксплуатации за 2025-2034гг составляет 177,943 т/г. Отходы не подлежат дальнейшему использованию. По мере образования и накопления вывозится на полигон по договору.

Выводы:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление №KZ32RYS01170197 от 28.05.2025 года о намечаемой деятельности, пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

В заявлении о намечаемой деятельности указано, что намечаемая деятельность по классификации относится к пп. 2.1 Разведка и добыча углеводородов п.2 Недропользование Раздела 2 приложения 1.

Согласно п.1 статьи 65 Экологического Кодекса РК для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом



указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии), если обязательность проведения оценки воздействия на окружающую среду в отношении такой деятельности или таких объектов установлена в заключении о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности **«Оценка воздействия на окружающую среду» является обязательной.**

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал», также требования ст. 72 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Проект отчета о возможных воздействиях должен содержать следующие сведения.

1. Отчет о возможных воздействиях необходимо разработать в соответствии с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 и должен содержать информацию согласно статьи 71 пункта 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. Необходимо представить карту-схему расположения предприятия с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон.

3. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

4. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу.

5. Вместе с тем, согласно Правилам проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.

Также согласно ст.73 Кодекса необходимо подать заявление на проведение оценки воздействия на окружающую среду вместе с перечнем обязательных документов, определенных Приложением 1 Правил оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды, в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды не менее чем за 22 рабочих дня до даты проведения общественных слушаний.

6. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

7. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и



животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно пункту 1 статьи 30 Закона Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года №288-VI ЗРК "Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия" При освоении территорий до отвода земельных участков должны производиться археологические работы по выявлению объектов историко-культурного наследия в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

И.о. руководителя департамента

Есенов Ерлан Сатканович

