

KZ21RYS00606728

23.04.2024 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:

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахойл Актобе", 030000, Республика Казахстан, Актюбинская область, Актобе Г.А., г.Актобе, район Астана, Проспект Алии Молдагуловой, строение № 46, 990940002914, КАСЫМГАЛИЕВ КАНАТБЕК МАХМУДОВИЧ, 8/7132/933-167, kushanov.o@KOA.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) Намечаемая деятельность - дополнение к проекту разработки составлено на основе отчета по пересчету запасов нефти в 2020г и растворенного газа в 2022г, с уточнением геологического строения и характеристики продуктивных горизонтов. В дополнении проекта разработки проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех эксплуатационных скважин, выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения по состоянию на 01.01.2024г, проведено сравнение фактических технологических показателей разработки с проектными и, на этой основе, рассмотрены расчетные варианты разработки месторождения, проведено обоснование основных расчётных вариантов разработки с выполнением запланированных мероприятий, в соответствии с программой буровых работ. Все варианты рассчитаны на композиционной гидродинамической модели и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и попутного газа, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды. Среднесуточная добыча нефти месторождения Кожасай составляет 936 т/сут; среднесуточная добыча газа – 1 684,9 тыс.м3/сут. В соответствии с п. 2.1 Раздела 1 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м3 в сутки в отношении газа) 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) Намечаемая деятельность - дополнение к проекту разработки составлено на основе отчета по пересчету запасов нефти в 2020г и растворенного газа в 2022г, с уточнением геологического строения и характеристики продуктивных горизонтов. В дополнении проекта разработки проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех эксплуатационных скважин, выполнен анализ

текущего состояния разработки месторождения по состоянию на 01.01.2024г, проведено сравнение фактических технологических показателей разработки с проектными и, на этой основе, рассмотрены расчетные варианты разработки месторождения, проведено обоснование основных расчётных вариантов разработки с выполнением запланированных мероприятий, в соответствии с программой буровых работ. Все варианты рассчитаны на композиционной гидродинамической модели и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и попутного газа, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды. Среднесуточная добыча нефти месторождения Кожасай составляет 936 т/сут; среднесуточная добыча газа – 1 684,9 тыс.м3/сут. В соответствии с п. 2.1 Раздела 1 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м3 в сутки в отношении газа) 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) Ранее при выполнении проекта разработки месторождения Кожасай было получено заключение государственной экологической экспертизы на проект «Предварительная оценка на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Кожасай»» KZ24VCY00948118 от 03.08.2021г. Согласно «Проекту разработки месторождения Кожасай» добыча нефти в 2021г – 394,6 тыс.т, в 2022г – 392,4 тыс.т, в 2023г – 376,8 тыс.т, в 2024г – 375,6 тыс.т; годовая добыча газа в 2021г - 499,4 млн.м3, в 2022г – 560,5 млн.м3, в 2023г – 587,4 млн.м3, в 2024г – 620,7 млн.м3.

Цель намечаемой деятельности (работы) – обоснование рациональной системы разработки и уровней добычи нефти на месторождении Кожасай. До 2000г месторождение находилось в консервации, а с 2000г недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», лицензию на право пользования недрами в РК серии ГКИ №1009 (нефть) от 19.10.1998г. Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Кожасай» – 2021г, с утвержденными технологическими показателями по II варианту разработки на 2021-2024гг (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14 октября 2021г). В 2022г с целью выполнения рекомендации ЦКРР РК, Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК № 2454-22-У от 14.12.2022г), в рамках которого утверждены запасы растворенного в следующих количествах и по категориям: Растворенный газ: В+С1 – 255 726 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м3; С2 – 2 624 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м3. Выполнение дополнения к проекту разработки обусловлено рекомендацией ЦКРР РК о предоставлении нового базового проектного документа на разработку, бурением новых скважин, проведением работ по оценке запасов газа, а также необходимостью проведения комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Месторождение Кожасай расположено в 245 км от города Актобе. Ближайший населенный пункт - пос. Кожасай и пос. Жагабулак. В орографическом отношении описываемый район работ расположен в пределах Предуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугаджарских гор. Железнодорожный узел Эмба находится около 120 км к северо-востоку от площади Кожасай. Сообщение с городом Актобе, а также с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол осуществляется по шоссейной дороге. В непосредственной близости, в 5 км к северо-востоку, находится разрабатываемое месторождение Жанажол, где построен базовый поселок нефтедобытчиков и действует небольшой завод по получению серы из растворенного в нефти газа. Транспортировка добываемой нефти от месторождения Кожасай до промысла Кенкияк осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия). Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и левыми притоками рек Атжаксы и Ащисай. Главной водной артерией является р. Эмба, которая пересекает площадь с северо-востока на юго-запад и имеет постоянный водоток. Источники питьевой воды находятся на месторождении, в пределах песчаного массива Кокжиде. Намечаемая

деятельность запланирована в рамках горного отвода. Площадь горного отвода: 95,27 км². Глубина горного отвода – минус 3500 метров. Координаты угловых точек: Северная широта 48° 08' 24"; 48° 10' 44"; 48° 1' 26"; 48° 14' 31"; 48° 15' 40"; 48° 16' 44"; 48° 16' 54"; 48° 17' 47"; 48° 17' 21"; 48° 17' 02"; 48° 15' 24" 48° 14' 54"; 48° 13' 18"; 48° 12' 42"; 48° 12' 00"; 48° 07' 09"; 48° 07' 00". Восточная долгота: 57° 07' 03" 57° 07' 49"; 57° 10' 07"; 57° 11' 22"; 57° 12' 11"; 57° 14' 08"; 57° 14' 09"; 57° 14' 46"; 57° 15' 05"; 57° 1' 57° 16' 18"; 57° 15' 11"; 57° 14' 47"; 57° 14' 19"; 57° 13' 00"; 57° 10' 41"; 57° 08' 00" ..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции В рамках «Проекта разработки...» для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 3 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятия на фоне пробуренных скважин и оптимизации существующей системы ППД. Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках ПР-2021, включая бурение 65 эксплуатационных скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620). Также предусмотрены работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 24 скважинах. Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусмотрено бурение 30 добывающих скважин: 16 вертикальных (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353), 12 наклонно-направленных (4 куста по 3 скважины; куст 1 – №№К-407; К-408; К-409. Куст 2 – №№К-410; К-411; К-412. Куст 3 - №№К-413; К-414; К-415. Куст 4 - К-416; К-417; К-418) и 2 горизонтальных скважин (№№ГС-1, ГС-13). Также запланированы работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 45 скважинах. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается. Вариант 3. Основан на 2-ом варианте разработки и дополнительно предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (28 добывающих №№122, 91 ,024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D ,044, 002, 125 и 5 нагнетательных). Этап бурения разделены на СМР, бурение и крепление и и испытание скважин. Источники воздействия при СМР: Источник №6001, подготовка площадки; Источник №6002, работа бульдозеров; Источник №6003, уплотнение грунта катками; Источник №6004, работа автосамосвала. Источники воздействия при строительстве скважин: Источник №0001, буровая установка; Источник №0002, цементировочный агрегат; Источник №6005, емкость для топлива; Источник №6006, сварочный пост. Источники воздействия при испытании скважин: Источник №0003, буровая установка; Источник №6007, емкость для топлива; Источник №6008, насос для перекачки нефти; Источник №6009 добывающие скважины. В целом по месторождению при строительстве скважин: 3 организованных, 9 неорганизованных источников загрязнения. Источники воздействия при ликвидации скважин: Источник №0004 буровая установка УПА60/80; Источник №0005 цементировочный агрегат; Источник №6010 емкость для диз.топлива; Источник №6011 сварочный пост; Источник №6012 СМН-20; Источник №6013 емкость для бур. раствора; Источник №6014 блок приготовления бур.растворов; Источник №6015 склад цемента; Источник №6016 блок приготовление цементных растворов. В целом при ликвидации скважин выявлено - 9 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 2, неорганизованных – 7. Источники воздействия при эксплуатации месторождения: Источник №0004-0005, Котельная – 2 ед.; Источник №0006, Ребойлер; Источник №0007-0010, Компрессор – 4 ед.; Источники №0011-0012, Резервуары для нефти – 2 ед.; Источник №0013, Факельная установка. Источник №6010-6015, АГЗУ – 6 ед.; Источник №6016-6018, Замерная установка – 3 ед.; Источник №6019-6021, Нефтегазосепаратор – 3 ед.; Источники №6022, Газосепаратор; Источники №6023-6024, Насосная установка – 2 ед; Источники №6025, Дренажная емкость; Источники №6026, КСУ; Источники №6027 - 6123 добывающие скважины. В целом по мест. при эксплуатации максимально выявлено: 124 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 10, неорганизованных - 114..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности С АГЗУ газожидкостная смесь через блок манифольда поступает на УПН месторождения Кожасай. УПН предназначен для первичной подготовки добываемого нефтегазового сырья, поступающего от скважин нефтепромысла. Подготовка сырья на УПН предусматривает разделение нефтегазовой смеси на газовую и жидкую фазы, с последующей откачкой разгазированной нефти с резервуарного парка УПН «Кожасай» в ЦПНГ месторождения «Алибекмола», на котором совместно с нефтью месторождения «

Алибекмола» проходит процесс доведения нефти до качества товарной продукции и сдачи ее потребителю, а отделившийся попутный газ на установку подготовки газа УПГ и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany". Продукция добывающих скважин под рабочим давлением, по выкидным трубопроводам с добывающих скважин по трубопроводам поступает на АГЗУ № 1–6, где производится оперативный учет продукции замерными установками, замер дебита жидкости и газа осуществляется по каждой скважине в отдельности. Далее газожидкостная смесь от блока входных манифольдов по нефтесборным системам поступает на УПН для предварительной подготовки нефти месторождения Кожасай. Продукция скважины поступает в нефтегазовый сепаратор I-й ступени сепарации НГС-1-П-2,5-3000. Выделившийся газ после I-й ступени сепарации направляется II-й ступень компрессоров УПГ-29 и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany". Далее отсепарированный газ направляется в общий газовый коллектор высокого давления на прием компрессорных установок подготовки газа (УПГ-29) или же в коллектор высокого давления сброса газа на факельную установку УПГ-29, в состав которой входит факельный сепаратор V-2483 и факел. Нефтяная эмульсия из нефтегазового сепаратора «НГС-1-П-2,5-3000» первой ступени направляется на II-й ступень сепарации НГС II-1,6-2000-1-И. Отсепарированный газ из нефтегазового сепаратора первой ступени направляется в нефтегазовый сепаратор II -й ступени с последующей подачей газа в газовый коллектор высокого давления. Попутный газ отводится далее направляется на II-й ступень компрессоров УПГ-29 и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany". Уловленный нефтяной конденсат направляется в трубопровод нефти через клапан регулятор КР-4 на КСУ. После II-й ступени сепарации нефть направляется на КСУ марки « НГС I-1,6-2000-1-И», где отсепарированный газ направляется в вертикальный сетчатый газовый сепаратор ГС-2 марки «ГС1-1,6-800» для более глубокой очистки газа от капельного уноса нефти. Разгазированная нефть после сепаратора «НГС I-1,6-2000-1-И» направляется по нефтяному коллектору в резервуарный парк в резервуары хранения нефти РВС-400 (2-ед) или РВС-5000 м3 (2-ед). Нефть из резервуарного парка при помощи подпорных насосов типа ЦНСАн 60/66 производительностью 60 м3/ч и магистральных насосов типа ЦНС-105/294 производительностью 105 м3/ч транспортируется по нефтепроводу на ЦПНГ Алибекмола. Для сбора нефти с нефтепроводов, аппаратов, автоцистерн с последующей откачкой в нефтяной коллектор подачи нефти на резервуарный парк служит дренажная (погружная) емкость ДЕ-2 V-16 м3 с погружным насосом. Существующая система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа. Добываемая часть попутного газа месторождения Кожасай проходит предварительную подготовку к транспорту на УПГ месторождения Кожасай, и далее транспортируется по газопроводу до УКПГ месторождения Алибекмола для доведения газа до товарного качества. Часть газа доводится до кондиции топливного газа для собственных нужд месторождения Кожасай. А остальная часть с УПН передается в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ «Кожасай» ТОО «Gas Processing Company». Согласно действующей ПРПСГ, утилизация газа в 2024 г. осуществляется на существующих объектах газового комплекса ТОО «Казахойл Актобе» и избытки попутного газа передается в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ Кожасай » ТОО «Gas Processing Company»..

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 2024-2070гг..

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, целевое назначение – добыча углеводородов. В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2024-2070гг.;

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. Распределение речной сети на территории Урало-Эмбинского района обусловлено наличием на юго-западе Каспийского моря и на северо-востоке горных сооружений Южного Урала, поэтому реки здесь имеют общее направление течения с северо-востока на юго-запад. По особенностям формирования гидрографической сети территория относится к подрайону «

Бессточные реки восточной части Прикаспийской низменности». Реки маловодные с резко выраженным преобладанием стока в весенний период. По территории месторождения протекают временные водотоки Ащисай и Жайынды, являющиеся притоками реки Эмба. Техногенное воздействие месторождений сказывается на степени минерализации поверхностных вод и загрязнении их различными химическими токсичными веществами. Река Эмба начинается на западном склоне Мугалжарских гор. Длина реки 712 км, общая площадь водосбора 40400 кв. км, в пределах области - 34800 кв. км. Река Эмба используется для водоснабжения населения, орошения и водопоя скота, любительской рыбалки. В многоводные годы река имела связь с Каспийским морем. По рассматриваемой территории водоохранные зоны и полоса не установлены. Предлагается установить водоохранные зоны в соответствии с законодательством Республики Казахстан.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Вид водопользования – для технических нужд при эксплуатации месторождения и хозяйственно-питьевых нужд для жизнедеятельности персонала. Для технических нужд используется водозаборные скважины. 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.;

объемов потребления воды Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 65 скважин согласно 1 варианту разработки - 34639,8 м3. Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 16 скважин согласно 2 рекомендуемому варианту разработки - 8526,7 м3. Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 12 наклонно-направленных скважин согласно 2 рекомендуемому варианту разработки – 8846,7 м3; при строительстве горизонтальной скважины ГС-1 - 847,2 м3; при строительстве горизонтальной скважины ГС-13 – 789,18 м3.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 3 варианту разработки: Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 16 скважин согласно 3 варианту разработки - 8526,7 м3. Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 12 наклонно-направленных скважин согласно 3 варианту разработки – 8846,7 м3; при строительстве горизонтальной скважины ГС-1 - 847,2 м3; при строительстве горизонтальной скважины ГС-13 – 789,18 м3 ; при ликвидации 33 скважин - 2727,5 м3. Техническая вода необходима для приготовления бурового, цементного раствора и т.д. Для хранения воды технического качества на каждом месторождении предусмотрена одна емкость объемом 40 м3. Накопленные стоки отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся 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 действующего контракта на недропользование. Вид недропользования – добыча углеводородов. В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2024-2070гг. Координаты угловых точек: Северная широта 48° 08'24"; 48° 10'44"; 48° 13'26"; 48° 14'31"; 48° 15'40"; 48° 16' 44"; 48° 16'54"; 48° 17'47"; 48° 17'21"; 48° 17'02"; 48° 15'24"; 48° 14'54"; 48° 13'18"; 48° 12'42"; 48° 12' 00"; 48° 09"; 48° 07'00". Восточная долгота: 57° 07'03"; 57° 07'49"; 57° 10'07"; 57° 11' 22"; 57° 12'11"; 57° 14' (57° 14' 09"; 57° 14' 46"; 57° 15' 05"; 57° 16'50"; 57° 16'18"; 57° 15' 11"; 57° 14' 47"; 57° 14' 19"; 57° 13' 57° 10' 41"; 57° 08' 00".;

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.;

б) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования Для осуществления намечаемой деятельности электроэнергию будет обеспечивать ТОО «Актюбэнерго». Теплоснабжение технологических процессов и производственных объектов будет обеспечено за счет электрического обогрева. Основным видом потребляемого топлива печей подогрева, ДЭС ожидается попутный газ, резервным дизельное топливо. Для ведения технологических процессов будут использованы химреагенты и др. материалы. Ожидаемый объем потребления ГСМ – 70т/г.;

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) Вид деятельности входит прил.1 Правил ведения выбросов и переноса загрязнителей. По проведенным предв.расч. данным при разработке м.Кожасай стаци.источн.загрязнения в атмосферу воздух будет ориентировочно выбрасываться след. кол-во ЗВ: По 1 вар. разработки: при бурении 65 скв.:Железо оксиды кл.о.3, 0,102245т/г;Марганец кл.о.2, 0,01079т/г;Азота диоксид кл.о.2, 1389,765т/г;Азот оксид кл.о. 3, 1806,695т/г;Сажа кл.о. 3, 231,6275т/г;Сера диоксид кл.о. 3, 463,2817т/г; Серов.кл.о.2, 0,00065т/г;Углерод оксид кл.о.4, 1158,138т/г;Углев.С1-С5 1,56357т/г;Проп-2-ен-1-аль кл.о.2, 55,5906т/г;Формальд. кл.о.2, 55,5906т/г; Алканы С12-19 кл.о.4, 556,1335т/г; Пыль неорг.70% кл.о.3 0,14715т/г;Пыль неорг.70-20% кл.о.3 0,002665т/г.ВСЕГО:5728,64т/г.При экспл.мест.макс.ВВ намеч. в 2034г:Азота диоксид кл.о.2, 0,1094т/г;Азот оксид кл.о.3, 0,0053т/г;Сажа кл.о.3, 0,0513т/г;Сера диоксид кл.о.3, 0,7201т/г;Серов.кл.о.2, 0,0793т/г;Углерод оксид кл.о.4, 0,6299т/г;Метан 1,2888т/г;Углев.С1-С5 35,5086т/г;Углев.С6-С10 11,3790т/г;Бензол кл.о.2, 0,14859т/г;Диметилбензол кл.о.3, 0,09309т/г; Метилбензол кл.о.3, 0,046997т/г;Метантиол кл.о.4, 0,000033т/г. ВСЕГО:50,0606т/г. По 2 вар.разботки: при стр.16 скв.:Железо оксиды кл.о.3, 0,0251т/г;Марганец кл.о.2, 0,0026т/г;Азота диоксид кл.о.2, 342,096т/г; Азот оксид кл.о.3, 444,7248т/г;Сажа кл.о.3, 57,016т/г;Сера диоксид кл.о.3, 114,0386т/г;Серов. кл.о.2, 0,00016т/г;Углерод оксид кл.о.4, 285,08т/г;Углев.С1-С5 0,38488т/г;Проп-2-ен-1-аль кл.о.2, 13,68384т/г; Формальд. кл.о.2, 13,68384т/г; Алканы С12-19 кл.о.4, 136,8944т/г; Пыль неорг. 70%кл.о.3, 2,49776т/г; Пыль неорг.70-20%кл.о.3, 0,000656т/г.ВСЕГО:1410,12872т/г.При стр.12 скв.куста 1-4: Железо оксиды кл.о.3, 0,018876 т/г;Марганец кл.о.2, 0,001992т/г;Азота диоксид кл.о.2, 531,4464т/г;Азот оксид кл.о.3, 690,8804т/г;Сажа кл.о.3, 88,5744т/г;Сера диоксид кл.о.3, 177,148т/г;Серов.кл.о.2, 0,00018т/г;Углерод оксид кл.о.4, 442,872т/г;Углев.С1-С5 0,65148т/г;Проп-2-ен-1-аль кл.о. 2, 21,257 т/г;Формальд. кл.о.2, 21,25785т/г;Алканы С12-19 кл.о.4, 212,64576т/г; Пыль неорг.70%: кл.о.3, 1,87332т/г;Пыль неорг.70-20%кл.о. 3, 0,000492т/г. ВСЕГО:2188,629т/г. При стр.№ГС-1:Железо оксиды кл.о. 3, 0,001573т/г; Марганец кл.о. 2, 0,000166т/г; Азота диоксид кл.о. 2, 49,8372т/г;Азот оксид кл.о. 3, 64,788т/г;Сажа кл.о. 3, 8,3062т/г; Сера диоксид кл.о.3, 16,61281т/г;Серов.кл.о.2, 0,000017т/г;Углерод оксид кл.о. 4, 41,531т/г; Углев.С1-С5 0,06476т/г ;Проп-2-ен-1-аль кл.о. 2, 1,993488т/г; Формальд. кл.о. 2, 1,993488т/г; Алканы С12-19 кл.о. 4,19,94098 т/г; Пыль неорг.70%:кл.о.3, 0,1373т/г; Пыль неорг.70-20% кл.о. 0,000041т/г. ВСЕГО:205,207т/г. При стр.№ГС-13: Железо оксиды кл.о.3, 0,001573т/г;Марганец кл.о.2, 0,00016т/г; Азота диоксид кл.о.2, 52,0389т/г; Азот оксид кл.о.3,67,65057т/г;Сажа кл.о.3, 8,67315т/г;Сера диоксид кл.о.3, 17,34671т/г; Серов. кл.о.2, 0,000018т/г; Углерод оксид кл.о.4, 43,3657 т/г; Углевод.С1-С5 0,054т/г; Проп-2-ен-1-аль кл.о. 2, 2,0815т/г; Формальд. кл.о. 2, 2,0815 т/г; Алканы С12-19 кл.о. 4, 20,8218 т/г; Пыль неорг.70%кл.о.3, 0,1373т/г; Пыль неорг.70-20%кл.о.3, 0,00004т/г.ВСЕГО:214,2532т/г.При экспл.мест.макс.ВВ намеч. в 2034г:Азота диоксид кл.о. 2, 0,1083т/г;Азот оксид кл.о.3, 0,0052т/г;Сажа кл.о.3, 0,0507т/г; Сера диоксид кл.о.3, 0,71167т/г; Серов. кл.о 2, 0,079369т/г; Углерод оксид кл.о.4, 0,6231т/г; Метан 1,2887т/г;Углевод.С1-С5 33,1097т/г;Углевод.С6-С10 10,493057т/г; Бензол кл.о.2, 0,13702т/г; Диметилбензол кл.о.3, 0,08582 т/г;Метилбензол кл.о.3, 0,043361т/г;Метантиол кл.о. 4, 0,000033т/г. ВСЕГО: 46,7361т/г. Выбросы по 3 вар.основан на 2 вар.разр.и дополн.предусм.ликв.33 скв. ВВ:86,3007т/г. При эксплуат.мест. макс.ВВ намеч.в 2034г:Азот диоксид кл.о.2, 0,1046т/г;Азот оксид кл.о.3, 0,0046 т/г;Сажа кл.о.3, 0,0507т/г;Сера диоксидкл.о.3, 0,71048т/г;Серов.кл.о.2, 0,0717т/г;Углерод оксид кл.о.4, 0,6096т/г;Метан 1,28875т/г;Углев.С1-С5 26,2795т/г;Углев.С6-С10 7,968917т/г;Бензол кл.о.2,0,104051т/г;

Диметилбензол кл.о.3, 0,0651т/г;Метилбензол кл.о.3, 0,033001т/г;Метантиол кл.о.4, 0,000033т/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 На месторождении сточная вода не образуется. Хоз-бытовые сточные воды при ведении жизнедеятельности специалистов на вахтовом городке очищается, на которые ТОО «Казахойл Актобе» получает ежегодно разрешение..

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 Вид деятельности входит приложению 1 Правил ведения выбросов и переноса загрязнителей. Основными отходами при реализации проекта являются: Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Отработанный буровой раствор - один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Промасленная ветошь - образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала в процессе эксплуатации автотехники, добывающих скважин, насосов. Отработанные аккумуляторы – образуются в процессе эксплуатации автотранспорта. Металлолом - образуются в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадочных труб, обрезки балок, швеллеров. Отработанные масла - образуется после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте, сепараторных установках продукта и т.д. Огарки сварочных электродов - образуются при использовании электродов для проведения сварочных работ, вследствие выгорания остаются различной величины огарыши негодные к дальнейшему использованию. Коммунальные отходы - представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором и т.д. Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 1 варианту разработки: при строительстве 65 верт.скв: Буровой шлам - 61968,716 т; Отработанный буровой раствор - 13464,163 т; Промасленная ветошь - 7,319 т; Отработанные аккумуляторы- 0,008 т; Металлолом - 0,013 т; Отработанные масла - 276,089 т; Огарки сварочных электродов - 0,098 т; Коммунальные отходы - 47,452 т. Всего: 75763,8т. Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 2 реком. варианту: при строительстве 16 вертикальных скважин Буровой шлам-15253,84 т; Отработанный буровой раствор - 3314,256 т; Промасленная ветошь-1,802 т; Отработанные аккумуляторы - 0,002 т; Металлолом - 0,003 т; Отработанные масла - 67,960т; Огарки сварочных электродов - 0,024т; Коммунальные отходы - 11,68 т. Всего: 18649,5 т. При строительстве наклонно-направленных 12 скв.: Буровой шлам - 11659,09т; Отработанный буровой раствор - 2387,659т; Промасленная ветошь - 1,352т; Отработанные аккумуляторы - 0,0016т; Металлолом - 0,004 т; Отработанные масла - 86,256т; Огарки сварочных электродов - 0,02т; Коммунальные отходы - 13,666т. Всего: 14148,04т. При строительстве №ГС-1: Буровой шлам - 1016,997т; Отработанный буровой раствор - 217,182т; Промасленная ветошь - 0,113т; Отработанные аккумуляторы- 0,00013т; Металлолом - 0,0002т; Отработанные масла - 9,9675т; Огарки сварочных электродов - 0,0015т; Коммунальные отходы - 1,161т. Всего: 1245,422т. При строительстве №ГС-13: Буровой шлам - 450,832т; Отработанный буровой раствор - 127,841; Промасленная ветошь - 0,113т; Отработанные аккумуляторы - 0,00013т; Металлолом - 0,0002т; Отработанные масла - 10,4078т; Огарки сварочных электродов - 0,0015т; Коммунальные отходы - 1,0811т. Всего: 590,277т. Объемы отходов по 3 вар. основан на 2 вар.разработки и дополн.предусм. ликв.33 скв.: Промасленная ветошь - 0,1126т; Отработанные аккумуляторы - 0,000025т; Металлолом - 0,0002т; Огарки сварочных электродов - 0,0015т; Коммунальные отходы - 2,25т. Всего: 2,3643т. Итого за 2024-2034гг: 26,0073т..

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 от Департамента экологии по Актюбинской области, от Комитета экологического разрешения и контроля..

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) ТОО «Казахойл Актобе» 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 ТОО «Казахойл Актобе». По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха за 2023 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождении на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК. По результатам анализов сточных вод, проведенных в 2023 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 3 вариантам разработки. Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены в программном комплексе «Эра-Воздух» (версия 3.0, 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. 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 «Проекта разработки...» для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 3 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятий на фоне пробуренных скважин и оптимизации существующей системы ППД. Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках ПР-2021, включая бурение 65 эксплуатационных скважин. Также предусмотрены работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 24 скважинах. Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусмотрено бурение 30 добывающих скважин: 16 вертикальных, 12 наклонно-направленных (4 куста по 3 скважины) и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 45 скважинах. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается. Вариант 3. Основан на 2-ом варианте разработки и дополнительно предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (28 добывающих и 5 нагнетательных). 2 вариант разработки является рекомендуемым к реализации так как выгодно отличается от 1 и 3 вариантов как с технологической, так и с экономической стороны. С технологической точки зрения за рентабельный период разработки по вариантам достигается следующая суммарная добыча нефти: по 1 варианту – 15 411 тыс.т, по 2 варианту – 15 315 тыс.т, по 3 варианту – 11 114 тыс.т. Как видно наибольший показатель накопленной добычи достигается по 1 и 2 вариантам разработки, таким образом 3 вариант разработки ввиду ликвидации уже пробуренных скважин, расположенных на территории вод Кокжиде, не отвечает требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и не достигает полной выработки всех извлекаемых запасов нефти и утвержденного значения КИН. По результатам технико-экономического расчета чистая прибыль по вариантам разработки выглядит следующим образом: по 1 варианту – 148 млрд.тг, по 2 варианту – 161 млрд.тг, по 3 варианту – 107 млрд.тг. Как видно наибольшей прибылью и наибольшей экономической рентабельностью отличается 2 вариант разработки, что делает его самым привлекательным для реализации. Наибольшая прибыль

недропользователя в процессе разработки соответствует также наибольшим налоговым выплатам и доходам государства. Также по всем вариантам разработки были произведены предварительный расчет воздействия в окружающую среду. Наиболее вредным вариантом с экологической точки является вариант 1, за счет бурения 65 вертикальных скважин. По остальным вариантам (вариант 2 и 3) предварительные расчеты одинаковы, только в третьем варианте рассматривается дополнительно ликвидация 33 скважин, предварительный валовый выброс которого составляет 86,3т. Также по образованию отходов согласно данным предварительных расчетов наиболее безвредным с экологической точки является 2-ой вариант. Таким образом, наиболее эффективным вариантом разработки является второй вариант. 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):
Касымгалиев К.М.

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



