

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

010000, Астана қ, Мәңгілік ел даңғ., 8
«Министрліктер үйі», 14 кіреберіс
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, г. Астана, просп. Мангилик ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172) 74-08-55

№

ТОО «Казахойл Актөбе»

Заключение
об определении сферы охвата оценки воздействия
на окружающую среду

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности

Материалы поступили на рассмотрение: №KZ21RYS00606728 от 23.04.2024 г. года.

Общие сведения

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности: Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахойл Актөбе", 030000, Республика Казахстан, Актыобинская область, Актөбе Г.А., г.Актөбе, район Астана, Проспект Алии Молдагуловой, строение № 46, 990940002914, КАСЫМГАЛИЕВ КАНАТБЕК МАХМУДОВИЧ, 8/7132/933-167, kushanov.o@KOA.KZ

Общее описание видов намечаемой деятельности, 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.

Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест, и возможностях выбора других мест: Месторождение Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актыобинской области Республики Казахстан. Месторождение Кожасай расположено в 245 км от города Актөбе. 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 Актөбе, 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.

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 фонде 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 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.

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».

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 2024-2070 гг.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды.

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов. Вид деятельности входит прил.1 Правил ведения выбросов и переноса загрязнителей. По проведенным предв.расч. данным при разработке м.Кожасай стацион.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.30,002665т/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;Углеродоксид 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, 3,68384т/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, 0,018876т/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 диоксид кл.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.

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 очищаются, на которые ТОО «Казахойл Актобе» получает ежегодно разрешение.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются. 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: 26,0073 т.

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 мероприятия на фонде 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 по экологии и по экономике является второй вариант. Отчет о возможных воздействиях будет



содержать полную оценку воздействия вариантов разработки, предусмотренных в проекте намечаемой деятельности.

Выводы:

При разработке отчета о возможных воздействиях:

Департамент экологии по Актыбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан

1. Необходимо проработать вопросы воздействия на окружающую среду и ее компоненты при строительстве объекта и при реализации намечаемой деятельности в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

2. Указать предлагаемые меры по снижению воздействий на окружающую среду (мероприятия по охране атмосферного воздуха, мероприятия по защите лесного фонда, подземных, поверхностных вод, почвенного покрова и т.д.) согласно приложению 4 к Экологическому кодексу РК.

3. Соблюдать норм статьи 140 Земельного кодекса РК, а именно: предусмотреть конкретные мероприятия по рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение.

4. В соответствии с требованиями статей 125 и 126 Водного кодекса Республики Казахстан, в случае размещения предприятия и других сооружений, производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах, установленных акиматами соответствующих областей, Инициатору намечаемой деятельности, подлежит реализовать при наличии соответствующих согласований, предусмотренных Законодательствами Республики Казахстан, в т.ч. согласования с бассейновой инспекцией; При отсутствии на территории установленных на водных объектах водоохраных зон и полос, соответствующее решение о реализации намечаемой деятельности принять после установления водоохраных зон и полос; Инициатором, пользовании поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного Кодекса Республики Казахстан.

5. Представить информацию по контролю и мониторингу состояния: водных ресурсов (поверхностные, подземные воды), почвенных ресурсов с учетом требований ст.185, ст.186 Кодекса. Согласно ст.64 Кодекса: Под оценкой воздействия на окружающую среду понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 настоящего Кодекса. В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии: 1) атмосферный воздух; 2) поверхностные и подземные воды; 3) поверхность дна водоемов; 4) ландшафты; 5) земли и почвенный покров; 6) растительный мир; 7) животный мир; 8) состояние экологических систем и экосистемных услуг; 9) биоразнообразие; 10) состояние здоровья и условия жизни населения; 11) объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

6. Учесть требования ст.331 Экологического Кодекса РК: Принцип ответственности образователя отходов.

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 настоящего Кодекса во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

7. Согласно заявления о намечаемой деятельности на объекте образуются опасные отходы. Согласно п.1 статьи 336 Экологического кодекса РК субъекты предпринимательства для выполнения работ (оказания услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов обязаны получить лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему подвиду деятельности согласно требованиям Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях». Исходя из этого, при дальнейшем разработке проектных материалов необходимо представить лицензию предприятия на проведение вышеуказанных работ либо представить договор со специализированной организацией имеющей лицензию для проведения операций с опасными



отходами. А также, учесть требования при транспортировке опасных отходов согласно статьи 345 Кодекса.

8. При осуществлении намечаемой деятельности связанных с проведением операций по недропользованию физические и юридические лица должны соблюдать требования действующего законодательства, в том числе Кодекса «О недрах и недропользовании». Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны: 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению.

РГУ «Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Актюбинской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения РК»

В соответствии Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» и Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» для осуществление намечаемой деятельности должны получить следующие разрешительные документы в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения:

- санитарно-эпидемиологическое заключение о соответствии объекта высокой эпидемической значимости (если размер санитарно-защитной зоны данного объекта составляет более 500 метров);
- санитарно-эпидемиологическое заключение на проекты нормативной документации по предельно допустимым выбросам;
- санитарно-эпидемиологическое заключение на проекты по установлению расчетных (предварительных) и установленных (окончательных) санитарно-защитных зон.
- озеленение территории санитарно-защитной зоны по классу опасности предприятия.

ГУ Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области

1. В соответствии с инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо проработать вопросы воздействия на окружающую среду и ее компоненты при строительстве объекта и реализации намечаемой деятельности.

2. При рассматриваемой деятельности необходимо руководствоваться санитарными правилами «санитарно - эпидемиологические требования к сбору, использованию, предупреждению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления». Приказом и. о. МЗ РК от 25.12.2020 г. №ҚР ДСМ-331/2020.

3. Учесть экологические требования при охране, защите и эксплуатации защитных насаждений в полосе отвода магистральных трубопроводов и других линейных сооружений в соответствии со статьей 263 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан

1. Необходимо Проект отчета о воздействии оформить в соответствии со ст.72 Экологического Кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и Приложением 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 (далее – Инструкция).

2. Представить ситуационную карту-схему расположения объекта, отношение его к водным объектам, жилым застройкам (Приложение 1 к «Правилам оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды» от 2 июня 2020 года № 130).

3. Согласно п.7 Правил 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.

4. Представить актуальные данные по текущему состоянию компонентов окружающей среды на территории на момент разработки отчета о возможных воздействиях, в пределах которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований.



5. Необходимо дать характеристику 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.

6. В соответствии с п. 4 ст.339 Кодекса владельцы отходов обязаны осуществлять безопасное управление отходами самостоятельно или обеспечить безопасное управление ими посредством передачи отходов субъектам предпринимательства, осуществляющим операции по управлению отходами в соответствии с принципом иерархии и требованиями статьи 327 Кодекса.

7. Сжигание попутного нефтяного газа сопровождается выбросом в атмосферу больших объемов вредных веществ, что влечет за собой ухудшение состояния окружающей среды, уничтожение не возобновляемых природных ресурсов, развивает негативные общепланетарные процессы, которые крайне отрицательно влияют на климат. Необходимо предусмотреть внедрение НДТ.

8. Предоставить план по дальнейшему уменьшению сжигания газа на факелах и сопутствующих эмиссий в окружающую среду с применением новых технологий на производстве.

9. Согласно пп.6 п.2 ст.397 Кодекса, при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду.

10. Учесть экологические требования при проектировании и строительстве нефтегазопроводов статьи 276 Кодекса.

Проектирование автоматических запорных задвижек на нефтегазопроводах необходимо производить с учетом оценки рисков, связанных с возможным нарушением целостности нефтегазопроводов.

- При строительстве нефтегазопроводов должны применяться технические средства и оборудование, обеспечивающие минимальный объем нарушений морского дна, и использоваться технологии и методы, локализирующие распространение взвешенных веществ в толще воды.

- Вдоль нефтегазопроводов должны устанавливаться охранные зоны в виде участков водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси крайних ниток трубопровода на пятьсот метров с каждой стороны.

11. Необходимо указать метод утилизации всех видов сточных вод с указанием места его конечной утилизации.

12. Необходимо указать, как складировются и утилизируются все виды образуемых отходов, дать подробную характеристику площадок и карт накопления или захоронения отходов. Учесть гидроизоляцию для данных площадок.

13. Согласно ст.320 Кодекса накопление отходов:

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

Необходимо соблюдать вышеуказанные требования Кодекса.

14. Необходимо предоставить полный перечень проектируемых объектов, а также каким способом прокладывается газопровод (надземно или подземно).

15. Необходимо разделить валовые выбросы ЗВ: с учетом и без учета транспорта, указать количество источников (организованные, неорганизованные). Предусмотреть меры по улавливанию или нейтрализации выбросов от формальдегида и метанола.



16. В соответствии с п.4 статьи 72 Кодекса, проект отчета о возможных воздействиях должен быть подготовлен с учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.

Заместитель Председателя

Е. Умаров

Исп.Садибек Н.Т.
74-08-19



Заместитель председателя

Умаров Ермек

