



АО «Эмбамунайгаз»

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности KZ53RYS01150710 от 19.05.2025 года.

Общие сведения:

Акционерное общество "Эмбамунайгаз", 060002, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау г.а., г. Атырау, улица Шоқан Уәлиханов, строение № 1, 120240021112, ІЗМҰХАНБЕТ РИНАТ НҰРҒОЖАҰЛЫ, 87122993192, info@emg.kmgep.kz.

Месторождение Ақтобе административно входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан. В 15 км к юго-западу от него находится нефтяное месторождение С.Нуржанов (Центральная-Восточная Прорва). Районный центр г.Кульсары расположен в 130км к северо-востоку, областной центр г.Атырау – в 170 км к северо-западу. Ближайшим населенным пунктом является поселок Кульсары, нефтепромыслы Каратон, Косчагыл и Кульсары. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау. Площадь горного отвода месторождения Ақтобе составляет – 8,59 кв.км. Географические координаты. Северная широта 1)45.55.35. 2)45.54.52. 3)45.54.05. 4)45.53.49. 5)45.53.31. 6)45.54.08. 7)45.55.21. Восточная долгота: 1)53.28.51. 2)53.29.10. 3)53.29.13. 4)53.28.31.5)53.27.39. 6)53.27.01. 7)53.26.57.

Месторождение Ақтобе было открыто в апреле 1965г и расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря.

Нефтегазоносность была установлена на терригенных отложениях келловейского яруса верхней юры (горизонты VIII1, VIII2, VIII3, VIII4, VIII5) и батского яруса средней юры (горизонт IX). В 2016г. Был выполнен «Уточненный проект разработки месторождения Ақтобе», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (Исх.№27-5-14-И от 06.01.2017г, протокол ЦКРР РК №79/6 от 09.12.2016г). В рамках проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2016-2041гг. В 2018г был выполнен «Анализ разработки месторождения Ақтобе», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» и утвержденный ЦКРР РК МИР РК (Исх. письмо №3/7 от 26.11.2018г). В 2020г был выполнен «Анализ разработки месторождения Ақтобе», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», получивший положительное заключение и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №4/4 от 24.09.2020г). В рамках Анализа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2020-2022гг. В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Ақтобе», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №17/3 от 16.09.2021г). В рамках Анализа разработки 2021г был выполнен пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, без изменения технологических показателей по отчету «Анализ разработки месторождения Ақтобе» 2020г. В 2022г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен действующий проектный документ «Проект разработки месторождения Ақтобе», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №31/15 от 22.09.2022г)



на период 2022-2025гг. «Дополнение к проекту разработки месторождения Актобе» выполнено Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора с АО «Эмбаунайгаз» №1039740/2024/1 от 06.11.2024г согласно Техническому заданию недропользователя и в соответствии требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». Целью составления настоящего проекта является расчет технологических потерь.

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (далее Кодекс) основным видом намечаемой деятельности KZ53RYS01150710 от 19.05.2025 года является разведка и добыча углеводородов.

«Дополнения к проекту разработки месторождения Актобе» является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом — методикой расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года. Отмечается тенденция к снижению добычи УВС по сравнению с предыдущими данными. С учетом результатов фактической реализации проектных документов, анализа текущего состояния разработки и выделения эксплуатационных объектов, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрено два варианта разработки. 1 вариант (базовый) – основан на утвержденном варианте разработки ПР-2022г и предполагает ввод из бурения 2 вертикальных скважин в 2025гг, проведение прострелочно-взрывных работ в 2 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 2 скважинах, а также перевода 1 скважины между объектами. С целью обеспечения равномерной выработанности по объектам, ускоренного достижения КИН и более полного вовлечения в разработку запасов месторождения, рассмотрен 2 вариант разработки, предполагающий в дополнении к проектным решениям 1 варианта, проведение 6 ПВР, 8 РИР и перевода 3 скважин между объектами. Таким образом в рамках второго рекомендуемого варианта предполагается бурение 2 вертикальных скважин в 2025г, проведение прострелочно-взрывных работ в 8 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 10 скважинах, а также 4 перевода скважин между объектами. Проектом предусматривается (в двух вариантах) бурение новых скважин. При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-40. 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 Печь ПТ 16/150; • Источник №0002 Печь ПТ

16/150; •Источник №0003-0004 Резервуары для нефти (2 шт); • Источник №0005-01 Факел УСН Актобе – Дежурная горелка; •Источник №0005-02 Факел - ТО и ТР тех.оборудования при проведении ППР; • Источник №0006 Экологический Чан ЭТО-25; • Источник №0007 Передвижной сварочный агрегат САГ; • Источник №0008 Дизельгенератор; Неорганизованные источники: • Источник №6001 Дренажная емкость на ПТ-16/150; • Источник №6002-6004 Групповая замерная установка; • Источник №6005 Газосепаратор; • Источник №6006-6008 Насосная установка; • Источник №6009 Шламонакопители; • Источник №6010 Пост газорезки; • Источник №6011 Нефтегазосепаратор; • Источник №6012 Дренажная емкость ЕП- 40; • Источник №6013 ГРПШ; • Источник №6014-6040 Добывающие скважины. 2025г –по 27 скважин (ежегодно); 2026г – по 26 скважин (ежегодно); 2027г – по 25 скважин (ежегодно); По 2 варианту 2028г – по 25 скважин (ежегодно); 2029г – по 24 скважин (ежегодно); 2030г – по 22 скважин (ежегодно); 2031г – по 20 скважин (ежегодно); 2032г – по 18 скважин (ежегодно); 2033г – по 17 скважин (ежегодно); 2034г - по 17 скважин



(ежегодно). В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 48 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 8, неорганизованных - 40.

Действующим проектным документом разработки месторождения Актобе предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции. Схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Актобе представлена на рисунке 1.2, технологическая схема сборного пункта месторождения Актобе показана на рисунке 1.3. По состоянию на 01.01.2025г в эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 31 ед, из которых 28 скважины находятся в действующем фонде. Две скважины добывающего фонда эксплуатируются фонтанным и 26 скважин механизированным способами (ШГН). Скважины снабжены выкидными линиями, по которым продукция скважин поступает на АГЗУ. В настоящее время на месторождении Актобе функционируют 3 АГЗУ в кол-ве 3-единиц. На АГЗУ по установленной программе производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Продукция эксплуатационных скважин месторождения нефти Актобе по внутри промысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на автоматизированные групповые замерные установки типа «МЕРА-ММ» АГЗУ №6, «Спутник АМС 40-14-400» АГЗУ №6А и «СИ-40-14-400» АГЗУ №6Б. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа. После замера дебита скважин ГЖС по трубопроводу Ø159мм с Р-1,5кгс/см² поступает в нефтегазосепаратор НГС для сепарации и предварительного обезвоживания нефтяной эмульсии. На входе НГС с БР – 2,5 с удельным расходом 45г/т дозируется деэмульгатор марки «Недра-1». Отделившийся на НГС попутный газ отводится на газосепаратор ГС, где происходит отделение водяных паров от газа и через расходомер газа «KROHNE OPTISWIRL 4200C» поступает на печи подогрева типа ПТ 16/150М №1, №2. Излишки газа с нефтегазосепаратора НГС, газосепаратора ГС через предохранительные клапаны СППК сбрасываются на факельную линию. Нефтяная эмульсия из нефтегазосепаратора НГС поступает в РВС–2000 №1 или РВС №2. Из РВС №1 поступает на насосы НБ-125 №1, №2. №3 и через расходомер нефти поступает в печи подогрева №1 или №2. Подогретая ГЖС откачивается в нефтепровод СБТ Ø300мм «Актобе – ЦППН Прорва» протяженностью 16км на ЦППН «Прорва». В ЦППН Прорва производится подготовка нефти до товарной кондиции. Сырьем для технологических сооружений ЦППН является продукция скважин месторождения Западная Прорва, С.Нуржанов, С. Нуржанов Северо-Западное крыло Актобе и Досмухамбетовское. После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347–2024 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м³ на НПС «Прорва». После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень –Атырау». Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа.

Утилизация газа на месторождении Актобе осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг.(Протокол №21/6-2 от 04.10.2024г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2025-31.12.2025гг. составляет VV-0,771 млн. м³, в том числе по категории V6 – 0 млн м³, по категории V7 – 0,001 млн м³, по категории V8 –0,770 млн м³ и по категории V9 –0 млн м³, при добыче газа 12,455 млн м³ (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ83VPC00024858 от 03.12.2024). Часть добытого газа месторождения Актобе используется на печи подогрева нефти ПТ-16/150 в количестве 2-единиц и для котла отопления марки «КВ-Г-90-10» в количестве 2-единиц, основная часть сырого газа поступает на Установку Комплексной подготовки Газа (УКПГ), которая предназначена для осушки и очистки попутно добываемого.



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: По расчетным данным проекта на месторождении Актобе стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: по I варианту разработки: При строительстве скважин №125,126: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При строительстве резервных скважин №127,128: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,2025 г/с, 0,05103 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,003056 г/с, 0,00077 т/год; Азота диоксид КО: 2; ВВ: 9,9826602 г/с, 18,61456094 т/год; Азот оксид КО: 3; ВВ: 2,1564066 г/с, 6,55532705 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 5,5094385 г/с, 2,3828389 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,3394502 г/с, 1,9407137 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,0918727 г/с, 0,094974238 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 56,712502 г/с, 88,228954 т/год; Метан ВВ: 3,8254414 г/с, 77,9769108 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 ВВ: 109,20718 г/с, 69,88675905 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 ВВ: 39,948918 г/с, 8,4437793 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,5217072 г/с, 0,10984141 т/год; Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,163965 г/с, 0,03452196 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,32793 г/с, 0,06904293 т/год; Проп-2-ен-1 -аль КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год; Формальдегид (Метаналь) КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,00006254 г/с, 0,00130943 т/год; Алканы C12-19 КО: 4; ВВ: 39,999227 г/с, 1252,576131 т/год; В С Е Г О : 269,05637 г/с, 1527,219413 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г - 31,47547 г/с, 158,0906593 т/год; на 2026г - 30,64225 г/с, 157,5435525 т/год; на 2027г - 29,63421 г/с, 156,755887 т/год; на 2028г - 28,33808 г/с, 155,8131989 т/год; на 2029г - 27,10421 г/с, 153,3193268 т/год; на 2030г - 26,08643 г/с, 152,5026657 т/год; на 2031г - 25,10815 г/с, 151,6996537 т/год; на 2032г - 24,17077 г/с, 148,8442499 т/год; на 2033г - 23,46292 г/с, 146,8371807 т/год; на 2034г - 23,03389 г/с, 145,8130374 т/год. По II варианту разработки: При строительстве скважин №125,126: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При строительстве резервных скважин №127,128: 14,72804992 г/с; 145,90856 т/год. При эксплуатации на 2025-2034гг: Железо оксиды КО: 3; ВВ: 0,2025 г/с, 0,05103 т/год; Марганец КО: 2; ВВ: 0,003056 г/с, 0,00077 т/год;

Азота диоксид КО: 2; ВВ: 11,255686 г/с, 19,05451874 т/год; Азот оксид КО: 3; ВВ: 2,36327 г/с, 6,62682013 т/год; Углерод КО: 3; ВВ: 6,57029 г/с, 2,7494704 т/год; Сера диоксид КО: 3; ВВ: 0,34823 г/с, 1,94374908 т/год; Сероводород КО: 2; ВВ: 0,091883 г/с, 0,099002118 т/год; Углерод оксид КО: 4; ВВ: 67,32105 г/с, 91,895269 т/год; Метан ВВ: 4,09065517 г/с, 78,06856863 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 ВВ: 109,21623г/с, 74,81467047 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 ВВ: 39,9489 г/с, 10,16555732 т/год; Бензол КО: 2; ВВ: 0,5217072 г/с, 0,13232733 т/год; Диметилбензол КО: 3; ВВ: 0,163965 г/с, 0,04158897 т/год; Метилбензол КО: 3; ВВ: 0,32793 г/с, 0,08317692 т/год; Проп-2-ен-1-аль КО: 2; ВВ: 0,032025г/с, 0,125974 т/год; Формальдегид (Метаналь) КО: 2; ВВ: 0,032025 г/с, 0,125974 т/год; Смесь природных меркаптанов КО: 3; ВВ: 0,00007 г/с, 0,00131086 т/год; Алканы C12-19 /в пересчете на C/ КО: 4; ВВ: 39,9992 г/с, 1252,576131 т/год; В С Е Г О : 282,48873329 г/с, 1538,555909 т/год. При эксплуатации по годам: на 2025г -31,71408769 г/с, 158,2988347 т/год; на 2026г - 31,6304955 г/с, 158,344394 т/год; на 2027г - 30,83416003 г/с, 157,7366434 т/год; на 2028г - 29,83432773 г/с, 157,0620967 т/год; на 2029г - 28,86375168 г/с, 154,8116147 т/год; на 2030г - 27,92748834 г/с, 154,0631564 т/год; на 2031г - 26,79956576 г/с, 153,1417101 т/год; на 2032г -25,72080737 г/с, 150,170724 т/год; на 2033г - 24,89127535 г/с, 148,0548827 т/год; на 2034г - 24,27277389 г/с,146,8718521 т/год.

Описание сбросов загрязняющих веществ: Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: основными источниками образования отходов производства и потребления будут производственная деятельность компании: буровые работы, техническое обслуживание оборудования и пр., а также жизнедеятельность персонала. Все скважины (вертикальные, резервные), предусмотренные данным проектом разработки, заложены единой конструкции



с проектной глубиной 2400 м. Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных/резервных скважин. Опасные отходы: Буровой шлам. 398,8384 т/г; Отработанный буровой раствор 411,31 т/г; Промасленные отходы (ветошь) 0,1524 т/г; Отработанные масла 2,6174 т/г; не опасные отходы: Коммунальные отходы 0,8895 т/г; Пищевые отходы 2,59728 т/г; Металлолом 0,004 т/г; Огарки сварочных электродов 0,0015 т/г; Всего (на 1 скважину): 816,411 т/год. Соответственно, на строительство скважин №125,126: 1632,822 т/год. На строительство резервных скважин №127,128: 1632,822 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 0,004 т/год; Огарки сварочных электродов 0,0015 т/год; Коммунальные отходы 5,25 т/год; Пищевые отходы 15,33 т/год. Итого: 20,7343 т за 1 год. ВСЕГО при эксплуатации за 2025-2034гг составляет 207,343 т/г. Отходы не подлежат дальнейшему использованию. По мере образования и накопления вывозится на полигон по договору.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и погребение объекта) В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2025 – 2039гг.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ. В период строительных работ, учитывая, что основными источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника и автотранспорт, большинство мер по снижению загрязнения атмосферного воздуха будут связаны с их эксплуатацией. Основными мерами по снижению выбросов ЗВ будут следующие: - своевременное и качественное обслуживание техники; - использование техники и автотранспорта с выбросами ЗВ, соответствующие стандартам; - организация движения транспорта; - сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу; - для снижения пыления ограничение по скорости движения транспорта; - использование качественного дизельного топлива для заправки техники и автотранспорта. В период эксплуатации основными мероприятиями, направленными на снижение ВЗВ, а также на предупреждение и обеспечение безопасных условий труда являются: - обеспечение полной герметизации технологического оборудования; - выбор оборудования с учетом его надежности и экономичности; - строгое соблюдение всех технологических параметров; - своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования. В период проведения строительно-монтажных работ, должен быть предусмотрен ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и предотвращение негативных последствий строительства. В период строительства предусмотрены следующие мероприятия: - отходы будут храниться с учетом существующих требований для предотвращения загрязнения окружающей среды; - с целью оптимизации организации обработки и удаления отходов и облегчения утилизации различных типов отходов, предусмотрен отдельный сбор; - на этапе технической рекультивации нарушенных земель – уборка строительного мусора; - сбор и вывоз всех видов отходов в отведенные места. В целях предотвращения воздействия строительно-монтажных работ на почвенно-растительный покров площадки строительства предусмотрены следующие мероприятия: - движение задействованного транспорта осуществляется только по имеющимся и отведенным дорогам; - сохранение растительности в местах, не занятых производственным оборудованием; - четкое соблюдение границ рабочих участков; - применение производственного оборудования с нормативным уровнем шума; - регулярное техническое обслуживание транспорта, строительной техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; - движение транспорта при строительных работах будет организовано по автодорогам и отведенным маршрутам; - оптимизация продолжительности работы транспорта; - введение ограничений по скорости



движения транспорта; - проведение рекультивации согласно существующим требованиям; - включение вопросов охраны окружающей среды в занятия по тренингу среди рабочих и руководящего звена.

Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) С учетом результатов фактической реализации проектных документов, анализа текущего состояния разработки и выделения эксплуатационных объектов, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрено два варианта разработки. 1 вариант (базовый) – основан на утвержденном варианте разработки ПР-2022г и предполагает ввод из бурения 2 вертикальных скважин в 2025гг, проведение прострелочно-взрывных работ в 2 скважинах, ремонтно-изоляционных работ в 2 скважинах, а также перевода 1 скважины между объектами. С целью обеспечения равномерной выработанности по объектам, ускоренного достижения КИН и более полного вовлечения в разработку запасов месторождения, рассмотрен 2 вариант разработки, предполагающий в дополнении к проектным решениям 1 варианта, проведение 6 ПВР, 8 РИР и перевода 3 скважин между объектами. Таким образом в рамках 2 рекомендуемого варианта предполагается бурение 2 вертикальных скважин в 2025г, проведение прострелочно-взрывных работ в 8 скважинах, ремонтно- изоляционных работ в 10 скважинах, а также 4 перевода скважин между объектами.

Выводы:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление KZ53RYS01150710 от 19.05.2025 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 соответствие с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министр 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. При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду или стратегической экологической оценки должно быть учтено и оценено влияние намечаемой деятельности или разрабатываемого документа на состояние животного мира, среду обитания, пути миграции и условия размножения животных, а также должны быть определены мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных, должна быть обеспечена неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных.



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.

9. Провести инвентаризацию всех образуемых отходов производства и потребления при осуществлении деятельности.

10. Определить классификацию и методы переработки, утилизации всех образуемых отходов.

11. В соответствии с п.1,3 ст. 320 Кодекса, 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. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).



