

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАНҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Манғыстауоблысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Ақтау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «SK PETROLEUM»

Закключение

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

На рассмотрение представлено: «Корректировка Проекта нормативов допустимых выбросов (ПНДВ) для объектов ТОО «SK PETROLEUM» на 2026-2029 гг.» на основании «Анализа разработки месторождения Северный Карамандыбас по состоянию на 01.10.2025г.» (протокол ЦКРР № - 12/5800 от 28.05.2026 гг.)».

Материалы поступили на рассмотрение: 15.06.2026 г. Вх. KZ54RYS01780707

Общие сведения

В административном отношении территория месторождения Северный Карамандыбас приурочено к Каракиянскому и Мангистаускому районам Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен – крупный промышленный центр нефтедобычи, расположенный на расстоянии 40 км к востоку, до пос. Жетыбай – 60 км, до районного центра пос. Курык – 95 км, до областного центра Ақтау – 155 км. Мангистауская область, Мангистауский район, Шетпинский с.о., с.Шетпе – 75 км. Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. В городе Ақтау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Узень-Ақтау. Через месторождение Узень и Жетыбай проходит магистральный нефтепровод Узень–Самара. Нефть месторождения транспортируется по этим каналам. Район характеризуется интенсивно развитой инфраструктурой нефтяного направления, созданной на базе крупнейших газонефтяных месторождений Узень, Жетыбай, Тенге и др. Развита широкая сеть транспортных коммуникаций (нефтегазопроводы), железнодорожная линия, ЛЭП, асфальтированных автодорог.

Проектируемые работы будут осуществляться на территории месторождения Северный Карамандыбас. ТОО «SK PETROLEUM» в соответствии с Контрактом №550 от 14.10.2000 г. осуществляет разведку углеводородного сырья на месторождении Северный Карамандыбас расположенном в Мангистауской области. В административном отношении территория месторождения Северный Карамандыбас приурочено к Каракиянскому и Мангистаукому районам Мангистауской области Республики Казахстан. Общая площадь горного отвода составляет – 11,92 км². Координаты угловых точек: 1) 43° 32' 02" с.ш. 52° 32' 46" в.д. 2) 43° 32' 15" с.ш. 52° 31' 59" в.д. 3) 43° 32' 00" с.ш. 52° 31' 30" в.д. 4) 43° 32' 00" с.ш. 52° 31' 00" в.д. 5) 43° 32' 33,65" с.ш. 52° 31' 00" в.д. 6) 43° 33' 00" с.ш. 52° 31' 17" в.д. 7) 43° 33' 00" с.ш. 52° 34' 00" в.д. 8) 43° 32' 44" с.ш. 52° 34' 00" в.д. 9) 43° 32' 10" с.ш. 52° 36' 01" в.д. 10) 43° 31' 16" с.ш. 52° 35' 32" в.д.



Краткое описание намечаемой деятельности

Предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 87,32 тыс.т, по жидкости – 146,8 тыс.т, по нефтяному газу – 3,91 млн. м³. В рамках Анализа для определения проектных дебитов нефти новых скважин были использованы текущие данные близкорасположенных добывающих скважин, а также результаты опробования скважин по эксплуатационным горизонтам. Разбуривание месторождения предполагается осуществить вертикальными скважинами. Проектная глубина скважин на объектах составит 2200 м. Ввод скважин по годам предусматривает работу одного бурового станка. В первую очередь рекомендуется бурение скважин, находящихся в зоне с предполагаемыми максимальными нефтяными толщинами. Таким образом, с учетом технических решений был рассмотрен один вариант разработки, по которым определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические и экономические показатели. I-вариант (рекомендуемый): в целом по месторождению В рамках Анализа рассмотрен один вариант разработки, который предусматривает бурение 15 добывающих скважин: по 3 скважины в 2027, 2028 и 2029 годах, 4 скважины в 2030 году и 2 скважины в 2031 году. Также предусмотрены переводы скважин между объектами в количестве 12 ед. и перевод скважин под ППД 5 ед. Максимальный фонд действующих добывающих скважин достигнет 20 ед., а нагнетательных 5 ед. I объект – залежь горизонта Ю-VIIa. Предусмотрено бурение 10 добывающих скважин: в 2027 году 1 добывающая, в 2028 году 2 ед., в 2029 году 3 скважины, по 2 добывающих скважины в 2030 и 2031 годах. Также планируется перевод 4 скважин под ППД. Максимальный фонд действующих добывающих скважин составит 10 скважин, нагнетательный фонд – 4 скважины. II объект – залежь горизонта Ю-VIIa. На объекте запланировано бурение 2 добывающих скважин: 1 добывающая в 2027 году и 1 добывающая в 2030 году. Также планируется перевод под ППД 1 скважины в 2027 году. Максимальный действующий добывающий фонд составит 5 ед. а нагнетательных 1 ед. III объект – залежь горизонт Ю-IXa. На объекте запланировано бурение 3 добывающих скважин: по 1 скважине в 2027 и 2028 году и 1 добывающая в 2030 году. Также планируется ввод скважины из другого объекта в 2037 году. Максимальный действующий добывающий фонд составит 4 ед. Разработка намечена на естественном режиме. Возвратный объект – горизонты Ю-Ia+Ю-Iб. Объект будет разработан путем ввода 1 добывающей скважины с другого объекта в 2030 году. Также предусмотрен ввод добывающих скважин из другого объекта в количестве 6 скважин. Добывающий фонд составит 7 скважин. Разработка намечена на естественном режиме. Возвратный объект – горизонт Ю-II. Объект будет разработан путем ввода 1 добывающей скважины с другого объекта в 2035 году. Также предусмотрен ввод добывающих скважин из другого объекта в 2039 году 1 ед. и в 2041 году 1 ед. Добывающий фонд составит 3 скважин. Разработка намечена на естественном режиме. Возвратный объект – горизонт Ю-III. Объект будет разработан путем ввода 1 добывающей скважины с другого объекта в 2042 году. Добывающий фонд составит 1 скважину. Разработка намечена на естественном режиме. Характеристика продукции. Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как легкую нефть с плотностью при температуре 20 °C 841,7 кг/м³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40 °C – 23,28 мм²/с, при 50 °C – 11,67 мм²/с, при 60 °C – 8,39 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 18,86 %, асфальтосмолистых веществ – 11,72 %. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистой нефти. Массовое содержание общей серы составляет 0,10 %.

На месторождении предусмотрена система внутрипромыслового сбора, первичной подготовки добываемой продукции, транспортировки сырой нефти автоцистернами на нефтебазу ТОО "OIL PREPARATION TERMINAL" для комплексной подготовки до товарного качества и утилизации попутного газа путем использования на собственные нужды промысла. В настоящий момент сбор и первичная подготовка добываемой продукции осуществляется через 5 (пять) индивидуальных площадок (ЗУ-1,2,3,4,5), расположенных на скважинах №10, 11, 14, 15 и 18. К площадке скважины №11 по выкидным линиям подключены скважины №12 и №16, а к площадке скважины №15 —



скважина №17. На каждой площадке установлены буферные и накопительные ёмкости (Е-1 и Е-2/ Е-3/Е-4), в которые поочередно поступает продукция скважин. На площадках скважин №11 и №15, где дополнительно подключены скважины №12, 16 и №17, предусмотрены отдельные буферные ёмкости для раздельного учёта добычи по каждой скважине. Нефтегазовая смесь со скважин подается на ЗУ в буферную емкость Е1, где осуществляется процесс сепарации газа и жидкости и, далее, дегазированная водонефтяная эмульсия поступает в накопительные емкости Е-2/Е-3/Е-4. Из накопительных емкостей водонефтяная эмульсия, предварительно подогретая до температуры ~70 °С в подогревателях (П-1), подается насосами (Н-1/2/3) через узел учета нефти на стояк налива (СН-1) для загрузки в автоцистерны и транспортировки на установку подготовки нефти до товарного качества ТОО "OIL PREPARATION TERMINAL". Выделившийся при сепарации попутный газ через фильтр направляется в газовый сепаратор (ГС-1) для отделения капельной влаги. На выходе из газового сепаратора установлен счётчик для измерения общего объёма газа. Попутный газ используется на собственные нужды промысла в качестве топлива для печей подогрева нефти типа УН-0,2МЗ и ПП-0,63, обеспечивая необходимую температуру технологических процессов и циркуляцию системы. Кроме того, с целью обеспечения промысла собственной электроэнергией попутный газ подается в качестве топлива на газопоршневые установки, также имеется два резервных дизельгенератора. В связи с необходимостью обеспечения бесперебойного электроснабжения производственных объектов были дополнительно установлены три резервных дизельгенератора и один газовый генератор, для обеспечения хозяйственной деятельности предприятия. На случай аварийного сжигания газа на всех ЗУ предусмотрены факельные установки Ф-1, укомплектованные автоматической системой розжига (пусковой газ – пропан в баллонах) и системой контроля пламени. Для безопасного пуска факельной системы предусмотрена автоматическая подача азота от газобаллонной установки до срабатывания предохранительных клапанов. Сброс газа на факел производится с обязательным замером расхода, давления и температуры газа. Факельный коллектор, непосредственно перед факельной установкой оборудован огнепреградителем.

1 вариант – 2026 - 2046 гг.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Выбросы ЗВ по рекомендуемому варианту разработки составят в 2026г. (3,5мес) – 152,57534т/г (56,42941г/с), в 2027г. – 296,04580т/г (54,58258г/с), в 2028г. – 245,09262т/г (49,62340г/с), в 2029г. – 223,14945т/г (48,95234г/с). Максимальные выбросы приходятся на 2027 год – 296,04580 т/г (54,58258 г/с), из них: оксид железа (Зкл.оп) -0,00695т/г (0,00386г/с), марганец и его соединения (2кл.оп) - 0,00055т/г (0,0003г/с), азота диоксид (2кл.оп) -66,64485т/г (13,23067г/с), азот оксид (Зкл.оп) – 9,99317т/г (2,14525г/с), сажа (Зкл.оп) – 3,11379т/г (0,83564г/с), диоксид серы (Зкл.оп) – 4,70748т/г (1,85612г/с), сероводород (2кл.оп) - 0,00008т/г (0,00024г/с), углерод оксид (4кл.оп) - 54,00355т/г (10,98241г/с), фтористые соединения (2кл.оп) - 0,00047т/г (0,00026г/с), фториды (2кл.оп) - 0,0005т/г (0,00028г/с), метан (ОБУВ50)- 6,33801т/г (0,20134г/с), С1-С5 (ОБУВ50) – 93,28067т/г (16,12303г/с), С6-С10 (ОБУВ30)- 34,17795т/г (3,59140г/с), бензол (2кл.оп) - 0,44635т/г (0,0469г/с), диметилбензол (Зкл.оп) - 0,14721т/г (0,01708г/с), метилбензол (Зкл.оп) - 0,38884т/г (0,03402г/с), бензапирен (1кл.оп) - 0,000086т/г (0,00002г/с), бутилацетат (4кл.оп) - 0,288т/г (0,012г/с), формальдегид (Зкл.оп) - 0,7779т/г (0,20052г/с), спирт этиловый- 0,0576т/г (0,0024г/с), спирт нбутиловый- 0,0288т/г (0,0012г/с), масло нефтяное- 0,00041т/г (0,0032г/с), С12-С19 (4кл.оп) - 18,86289 т/г (4,93909г/с), пыль неорг. (Зкл.оп) - 2,7797т/г (0,35534г/с).

Водопотребление: Собственных источников водоснабжения ТОО «SK PETROLEUM» не имеет. Для питьевых целей будет использоваться привозная бутилированная вода. Для хозяйственно-бытовых нужд будет использоваться привозная вода питьевого качества. Для производственных нужд будет использоваться техническая вода. На месторождении Северный Карамандыбас источниками водоснабжения являются: вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе.



Водоотведение: Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается. В процессе проведения работ образуются производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды. Для отведения сточных вод запроектированы следующие системы канализации: хозяйственно-бытовая канализация; производственно-дождевая канализация. Хозяйственно-бытовая система канализации. Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в процессе бытовой деятельности, собираются в септике и по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом специализированными организациями по договору. Сброса хозяйственно-бытовых сточных вод в природные водоёмы и водотоки, в пруды накопители, а также использование их для пылеподавления не предусматривается. Сточные воды сдаются на договорной основе. Производственная система канализации. Производственно-ливневые сточные воды, представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твёрдым покрытием и с обвалованных участков технологических резервуаров через дождеприёмные колодцы и приямки, далее вывозятся специализированными организациями по договору.

Вид водопользования – общее. Качество поставляемой питьевой воды обеспечивается Поставщиком услуг. Пресная вода для хозяйственно-питьевого потребления должна соответствовать качеству воды для питьевого водопотребления, принятая по СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода питьевая» и Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Вода, потребляемая для питья, должна соответствовать по своему составу СТ РК ГОСТ «Вода питьевая» и доставляться на территорию подрядными организациями в заводской герметичной таре. Качество технической воды для использования на технологические нужды предприятия соответствует требованиям, предъявляемым к данному производству. Привозная техническая и питьевая вода используются: ☐ в хозяйственно-бытовых целях: для обеспечения санитарно-гигиенических приборов (санузлы, раковины, водоразборные краны), горячего и холодного водоснабжения в душевых комнатах и прачечной вахтового поселка, влажной уборке производственных и бытовых помещений, в столах кухни и других хозяйственно-бытовых нужд; ☐ для производственных целей: при приготовлении бурового раствора, обслуживании транспорта и спецсредств, задействованных при проведении буровых работ, технологических и противопожарных нуждах и других производственных технологических процессах. ☐ бутилированная вода используется исключительно для питьевых целей.

Потребление воды во время проведения планируемых видов работ предполагается на питьевые, хоз-бытовые и производственные нужды.

В период разработки месторождения Северный Карамандыбас предполагается образование следующих видов отходов: в 2026 г.(3,5 мес.) – 456,3438 тонн. В 2027 г. – 1542,2747 т/год. В 2028 г. – 1372,5307 т/год. В 2029 г. – 1372,5307 т/год. В 2027 г. – 1542,2747 тонн из них: 1. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) опасные - образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования - 0,1421 т/год. 2. Смешанные металлы (металлолом) неопасные - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов – 5,8 т/год. 3. Различные виды масел (отработанное масло) – опасные – 24,99 т/год. 4. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) неопасные - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия – 20,068 т/год. 5. Смешанные отходы строительства (строительный мусор) неопасные – 5 т/год. 6. Отходы сварки (огарки сварочных электродов) неопасные – образуются в процессе сварочных работ



0,016т/год. 7.Донные шламы (нефтешлам) опасные – 15,168 т/год. 8.Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы) опасные - образуются вследствие истощения ресурса времени работы - 0,0018т/год. 9.Отработанные шины неопасные – 0,72 т/год. 10.Отработанные масляные фильтры опасные - образуются при очистке масла от примесей в процессе работы двигателей - 0,00516т/год. 11.Отработанные топливные фильтры опасные 0,00516 т/год. 12.Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторы) опасные - образуются вследствие истощения ресурса времени работы - 0,058т/год. 13.Упаковка, содержащая остатки или загрязнения опасными веществами (ЛКМ) опасные – образуется при покрасочных работах трубопроводов, емкостей и обвязки - 0,1552т/год. 14.Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (использованная спецодежда) опасные - 0,25 т/год. 15.Песок, щебень, грунт, загрязненные нефтепродуктами опасные - 135 т/год. 16.Шлам от мойки автомобилей – опасные - 0,1248 т/год. 17.Отходы обратной промывки скважин опасные – 1172,264 т/год. 18. Упаковка, содержащая остатки или загрязнения опасными веществами (пластиков. бочки) опасные – 0,52 т/год. 19.Упаковка, содержащая остатки или загрязнения опасными веществами (металл. бочки) опасные – 0,506 т/год. 20. АСПО (асфальто-смолистые парафиновые отложения) опасные – 160,6 т/год. 21. Замазученный полиэтилен опасные – 0,88 т/год.

Флора территории обследования насчитывает около 88 видов из 57 родов и 18 семейств высших сосудистых растений, характерных для окружающих пустынь. Вследствие недостатка воды, высоких температур, сильного засоления почвенного профиля экологические условия существования растений можно считать экстремальными. В связи с этим наибольшее распространение имеют виды, исторически выработавшие адаптационные свойства, соответствующие среде обитания (суккулентность, опушение и т.д.). Наибольшим числом видов представлены семейства: маревые (*Chenopodiaceae*) – 31 вид, злаковые (*Gramineae*) – 13 видов, сложноцветные (*Compositae*) – 10 видов, бобовые (*Leguminosae*) – 6 видов, крестоцветные (*Cruciferae*) – 5 видов, парнолистниковые (*Zygophyllaceae*) – 4 вида и свинчатковые (*Plumbaginaceae*) – 3 вида. Ландшафтное значение имеют виды родов сарсазана (*Halocnemum*), полыней (*Artemisia*), кермека (*Limonium*), солероса (*Salicornia*). По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники – как весенние эфемеры, так и летне-осенние однолетние солянки.

Использование объектов животного мира не предполагается.

Обеспечение минеральными и сырьевыми ресурсами: технологическое и энергетическое топливо – попутно-нефтяной газ; электроэнергия – газовые генераторы, дизельные генераторы; вода – привозная по договору.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Методика основана на балльной системе оценок. Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений составляет 19,8 баллов, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды. Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере.



Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий:

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха. Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения. Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова. Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

Намечаемая деятельность: «Корректировка Проекта нормативов допустимых выбросов (ПНДВ) для объектов ТОО «SK PETROLEUM» на 2026-2029 гг.» на основании «Анализа разработки месторождения Северный Карамандыбас по состоянию на 01.10.2025г.» (протокол ЦКРР № - 12/5800 от 28.05.2026 гг.)», относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

