

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢГЫСТАУ 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, Маңғыстау облысы
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 «ARK Petroleum»

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

На рассмотрение представлено: «Проект разработки месторождения Шалва».

Материалы поступили на рассмотрение: 22.06.2026 г. Вх. KZ13RYS01790563

Общие сведения

В административном отношении месторождение Шалва находится на территории Мангистауского района Мангистауской области. Площадь работ расположена в 20 км от железнодорожной станции Жетыбай, в 75 км от г. Жанаозен и в 90 км от областного центра – г. Ақтау. В г. Ақтау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод «Жанаозен-Ақтау». Через месторождения Узень и Жетыбай проходит магистральный нефтепровод «Узень-Самара», к которому подключен нефтепровод с соседнего месторождения Асар. Район работ связан с городами и крупными поселками асфальтированными дорогами. Связь с другими населенными пунктами и скважинами осуществляется автомобильным транспортом по грунтовым дорогам. Асфальтированные дороги «Ақтау-Жетыбай-Жанаозен» и «Жетыбай-Шетпе» проходят в непосредственной близости от района работ. Проектируемая деятельность будет осуществляться вне территории водных объектов и их водоохранных зон и полос, а именно на территории объекта проектирования отсутствуют поверхностные водные объекты. Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры и культурного наследия, курортные зоны и зоны отдыха в границах месторождения и его санитарно-защитной зоны отсутствуют. На участке работ особо охраняемые природные территории регионального и местного значения отсутствуют. Зеленые насаждения на территории площадки отсутствуют.

Недропользователем месторождения Шалва является ТОО «ARKPetroleum», в соответствии с Контрактом на разведку № 5256-УВС от «22» августа 2023 г., срок действия которого составляет 3 (три) года и действует до «22» августа 2026 г. Участок недр (Геологический отвод) предоставлен ТОО «ARKPetroleum» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Шалва (регистрационный номер 596 РД-УВ от «28» июля 2023 г.), в пределах блока XXXVII-12-А (частично), В (частично). Площадь Участка недр составляет 112,12 кв. км, глубина отвода – до кристаллического фундамента. Координаты точек геологического отвода

1. 43°37'0,00" 52°05'0,00"

2. 43°39'0,00" 52°05'0,00"



3. 43°39'0,00" 52°12'0,00"
4. 43°40'0,00" 52°12'0,00"
5. 43°40'0,00" 52°18'0,00"
6. 43°35'0,00" 52°18'0,00"
7. 43°35'0,00" 52°14'0,00"
8. 43°36'0,00" 52°14'0,00"
9. 43°36'0,00" 52°09'0,00"
10. 43°37'0,00" 52°09'0,00"

Краткое описание намечаемой деятельности

Описание проектных решений и технологических показателей по рекомендуемому варианту 2 м/р Шалва. Дебит нефти и газа: в 2026 году - по нефти 9300 т/год, по газу 219442 м3/год, в 2027 году - по нефти 9500 т/год, по газу 223250 м3/год, в 2028 году - по нефти 9500 т/год, по газу 223488 м3/год и в 2031 году при максимальной добыче - по нефти 43600 т/год, по газу 1025000 м3/год. Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Шалва. Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте разработки выделенный эксплуатационный объект планируется эксплуатировать на естественном режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород-коллекторов и насыщающих их жидкостей, без организации поддержания пластового давления. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 27 лет (2026-2052 гг.); - продолжение эксплуатации существующих скважин – 3 ед.; - ввод существующей скважины из испытания других объектов – 1 ед.; - ввод проектных вертикальных добывающих скважин из бурения – 3 ед.; - темп бурения – 1 скв./год; - фонд добывающих скважин – 7 ед. Вариант 2 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте разработки выделенный эксплуатационный объект планируется эксплуатировать с организацией поддержания пластового давления, путем внутриконтурного избирательного заводнения. Режим работы залежей – искусственный водонапорный режим. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 41 год (2026-2066 гг.); - проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2031-2035 гг. и составляет в среднем 43,1 тыс.т; - проектная максимальная добыча жидкости составляет 211,1 тыс.т и достигается в 2039 г. - продолжение эксплуатации существующих скважин – 3 ед.; - ввод существующей скважины из испытания других объектов – 1 ед.; - ввод проектных вертикальных добывающих скважин из бурения – 6 ед.; - перевод существующих добывающих скважин в нагнетательный фонд – 3 ед.; - темп бурения – 1-2 скв./год; - фонд добывающих скважин – 7 ед.; - фонд нагнетательных скважин – 3 ед.; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 707,0 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.04.2026 г.; - по месторождению в целом достигается КИН – 0,359 д.ед., при этом достигается среднегодовая обводненность 96,2 %. Вариант 3 (альтернативный). В рассматриваемом варианте разработки выделенный эксплуатационный объект планируется эксплуатировать с организацией поддержания пластового давления, путем внутриконтурного избирательного заводнения. Режим работы залежей – искусственный водонапорный режим. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 35 лет (2026-2060 гг.); - продолжение эксплуатации существующих скважин – 3 ед.; - ввод существующей скважины из испытания других объектов – 1 ед.; - ввод проектных добывающих скважин из бурения – 4 ед., из них: 2 ед. с горизонтальным профилем и 2 ед. – вертикальным; - перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 2 ед. Как показали результаты технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки, вариант 2 характеризуется наилучшими показателями разработки и предлагается для внедрения на месторождении Шалва. Нефть характеризуется повышенной плотностью 0,8665 г/см3, которая превышает плотность юрского горизонта и характеризуется как «тяжелая». По содержанию парафина, серы и асфальто-смолистых веществ, практически идентична



нефти юрского горизонта. Плотность газа составляет в среднем 0,746 кг/м³. Относительная плотность газа по воздуху в среднем составляет 0,666 д.ед. Предполагаемые размеры – Площадь Участка недр (геологического отвода) составляет 112,12 кв.км.

В «Проекте разработки...» рассмотрено 3 варианта. Вариант 2 (рекомендуемый). С учетом расширения мощностей месторождения, разбуривания скважин и увеличения отборов в период промышленной разработки, рассмотрено расширение наземной инфраструктуры, с использованием существующего оборудования, с целью оптимизации затрат. Максимальный фонд добывающих скважин составляет 9 скважин. В период разработки предусматривается перевод добывающих скважин на механизированную добычу. На устье скважин предусматриваются устьевые нагреватели УН-0,2МЗ. Нефтегазовая смесь по выкидным линиям направляется на установку подготовки нефти (УПН). Все выкидные линии подключаются на блок гребенки (манифольд). Система сбора продукции скважины включает основные компоненты: - устьевой нагреватель (на скважинах) типа УН-0,2МЗ – 9ед. - блок-гребенки на 9 добывающих скважин – 1 ед. - замерной сепаратор объемом 6,3м³ – 1 ед; - сепаратор нефтегазовый горизонтальный объемом 12,5м³ – 1 ед; - сепаратор газовый ГС объемом 0,8м³ – 1 ед; - устьевые нагреватели УН-0,2МЗ, установленные на УПН – 3 ед; - отстойник/резервуар нефти объемом 75м³ – 4 ед; - резервуары пластовой воды типа РГС объемом 100м³–2 ед; - резервуар вертикальный РВС-400м³ – 1 ед; - емкость дренажная Д-1 объемом 25,0м³ с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед; - емкость дренажная Д-2 объемом 12,5м³ с полупогружным насосом НВЕ-50/50– 1 ед; - насос откачки нефти К80-50-200Е – 3 ед; - насос подпорный воды НБ-50 – 2 ед; - насос нагнетательный НБ-125 – 2 ед; - блок фильтров воды – 1 ед. - водораспределительный пункт с узлом замера расхода воды высокого давления на 3 нагнетательные скважины – 1 ед. - стояк налива нефти – 1 ед; - стояк налива пластовой воды -1 ед; - факел – 1 ед. ДЭС – 3ед., емкость для хранения масла – 1 ед., емкость для хранения отработанного масла – 1 ед. Вспомогательный работы капитальный ремонт скважин, ПРС и сварочные работы. Объем добываемого сырого газа, технологически неизбежное сжигание сырого газа не предусматривается сжигание на факел, а планируется весь газ использовать на собственные технологические нужды промысла. Мероприятия по доразведке месторождения: в целом по месторождению Шалва доля начальных геологических запасов нефти по предварительно оцененной категории С2 составляет 32,2 % или 985 тыс.т, в том числе: по пачке «А» составляет 88,9 % (или 743 тыс.т) и пачке «Б» – всего 10,9 % (или 242 тыс.т). Учитывая вышеизложенное, задачи доразведки и перевода запасов УВС категории С2 в промышленную категорию С1, в первую очередь, рекомендуется провести по пачке «А», путем опробования интервалов в существующих и/или проектных эксплуатационных скважинах. Для доразведки и перевода запасов УВС категории С2 в промышленную категорию С1 в юго-восточной части пачки «Б» рекомендуется заложить одну проектную оценочную скважину. Проектную оценочную скважину SH-P21 (2029 год) рекомендуется заложить в юго-восточном направлении на расстоянии 800 м от существующей опережающей добывающей скважины SH-P13. Проектная глубина – 2400 м. Проектный горизонт – Ю-XI. Бурение проектируется на 2029 г. и при испытаниях перспективных интервалов в скважинах месторождения Шалва SH-P1, SH-PR2, SH-P15. Ориентировочные объемы сжигания сырого газа при испытаниях на скв. SH-P1 – 3525 м³ (2027 год), на скв. SH-PR2 – 3525 м³ (2028 год), на скв. SH-P15 – 3525 м³ (2029 год), на скв. SH-P21 – 74025 м³ (2029 год).

Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 41год (2026-2066 гг.). Постутилизацию объекта в 2067 год.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Ориентировочные максимальные выбросы загрязняющих веществ по всем вариантам разработки месторождения: по 1 варианту составят – 451,453 тонн, по 2 рекомендуемому варианту 723,043 тонн, по 3 варианту составят – 541,983 тонн. По 2-



му рекомендуемому варианту разработки месторождения при эксплуатации выбросы загрязняющих веществ составит: в 2026 году – 54,62 т/год или 23,31 г/с, в 2027 году – 54,68 т/год или 23,31 г/с, в 2028 году – 54,68 т/год или 23,31 г/с, в 2031 году (максимальный год по добычи нефти и газа) – 69,16 т/год или 23,67 г/с из них: Железа оксид, Класс опас. 0,004464 т/год (0,001033 г/с), 0143 Марганец и его соединения, Класс опас. 2 0,000126 т/год (0,000029 г/с), Азота диоксид (2 кл.оп.) - 17,820940 т/год (2,148232 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) - 2,895903 т/год (0,349088 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 1,015982 т/год (0,130069 г/с), Сера диоксид (3 кл.оп.) - 2,388211 т/год (0,304111 г/с), Сероводород (2 кл.оп.) - 0,005174 т/год (0,001030 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) - 14,290041 т/год (1,717294 г/с), Метан – 1,537506 т/год (0,124988 г/с), Углеводороды C1-C5 – 9,778258 т/год (1,290593 г/с), Углеводороды C6-C10 - 5,215085 т/год (0,552256 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 2,565622 т/год (0,086327 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 2,544429 т/год (0,082246 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 2,554142 т/год (0,084116 г/с), Бенз/а/пирен (1 кл.оп.) - 0,000027 т/год (0,000003 г/с), Формальдегид (2 кл.оп.) - 0,246408 т/год (0,030967 г/с), Масло минеральное нефтяное (- кл.оп.) - 0,350548 т/год (0,011653 г/с), Алканы C12-19 (4 кл.оп.) - 5,944822 т/год (0,760479 г/с). Выбросы при бурении добывающих скважин, от одной скважины составит – 66,090122 г/с или 90,53 т/год, от 6-ти скважин – 543,18 тонн. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности 0123 Железа оксид, Класс опас. 3, 0143 Марганец и его соединения, Класс опас. 2, 0301 Азота диоксид, Класс опас. 2, 0304 Азота оксид, Класс опас. 3, 0328 Углерод, Класс опас. 3, 0330 Ангидрид сернистый, Класс опас. 3, 0337 Углерод оксид, Класс опас. 4, 0342 Фтористые газ. соединения, Класс опас. 2, 0344 Фториды неорг. плохо растворимые, Класс опас. 2, 0415 C1-C5, Класс опас. -, 0416 C6-C10, Класс опасности -, 0703 Бенз/а/пирен, Класс опас. 1, 1325 Формальдегид, Класс опас. 2, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опас. -, 2754 Алканы C12-19, Класс опас. 4, 2902 Взвешенные вещества, Класс опас. 3, 2906 Мелиорант, Класс опас. 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, Класс опас. 3, 2930 Пыль абразивная, Класс опас. -. По мероприятиям по дорозведки рекомендуется бурение одной оценочной скважины SH-P21 выбросы составят – 68,99821 г/с или 101,787 т/год. В периоде испытаниях перспективных интервалов от 3-х скважин (SH-P1, SH-PR2, SH-P15) выбросы составят – 8,916 т/год, от одной скважины – 2,972 т/год. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

На месторождении отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе. Питьевая (пресная) вода доставляется автоцистернами на договорной основе. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Проектируемые скважины находятся на суше.

Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях соответствует требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.



На месторождении Шалва планируется использование привозной пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд для работающего персонала.

Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314). Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода. *Объемы образуемых отходов по всем вариантам разработки месторождения: по 1 варианту составляют – 3850,797 т/год, по 2 рекомендуемому варианту 6721,265 т/год, по 3 варианту составляют – 4807,62 т/год.* Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения: Смешанные коммунальные отходы (ТБО) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 5,3 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Отходы столовой – 2,92 т, 5 класс, Неопасные, код 20 01 08. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,8940 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02*. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 3,0 т. 4 класс, Неопасные, код 17 04 07, Отработанное масло - смесь масел, работа дизель – генераторов – 4,2 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 08*, Отработанные фильтры – масляные фильтры, фильтровальные материалы - 0,103 т, 3 класс. Опасные, код 16 01 07*. Нефтешлам (донные шламы) - 5,03301 т, 3 класс, Опасные, код 05 01 03*. Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0045 т, 4 класс, Неопасные, код 12 01 13. Медицинские отходы - 0,002 т, 3 класс. Опасные, код 18 01 09*. ВСЕГО - 21,45651 т/год. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 1 скв. (по 2-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,194 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,447 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 2,0 т. 4 класс, Неопасные, код 16 01 17. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, машин и механизмов – 8,0393 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 06* Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 944,64724 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05*, 01 05 06* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0015 т, 4 класс, Неопасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масла и др.) – 1,4935 т, 3 класс, Опасные, код 15 01 10*. ВСЕГО - 956,82254 т/от 1 скв., от 6 скв. – 5740,93524 т. По мероприятиям по дорозведки рекомендуется бурение одной оценочной скважины SH-P21, предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления *ВСЕГО - 957,26634 т/от 1-ой скв. Количество отходов в периоде испытаниях перспективных интервалов от 3-х скважин (SH-P1, SH-PR2, SH-P15) – от 1 скв. – 0,5356 т, от 3-х скв. – 1,6068 т.*

Растительный мир типичный для полупустынь. Согласно проектным решениям использование растительных ресурсов, а также необходимость вырубки или переноса зеленых насаждений отсутствует. На территории проектируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается. Согласно проектным решениям использование животного мира отсутствует.

Технологическое и энергетическое топливо – Попутный нефтяной газ на собственные нужды. Электроэнергия – от ДЭС.

Уровень воздействия в период разработке месторождения рассматриваемого проекта на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей данной территории. Воздействие на здоровье населения отсутствует, ввиду большого



отдаления от них. Реализация проекта окажет положительное влияние на местную и региональную экономику и спрос товаров местного производства, а также окажет рост среди занятости местного населения.

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: «Проект разработки месторождения Шалва» 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

