

KZ63RYS01816338

08.07.2026 г.

Заявление о намечаемой деятельности

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:
для физического лица:

фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), адрес места жительства, индивидуальный идентификационный номер, телефон, адрес электронной почты;

для юридического лица:

Товарищество с ограниченной ответственностью "КАЗАХТУРКМУНАЙ", 030012, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТОБЕ Г.А., Г.АКТОБЕ, РАЙОН АСТАНА, Проспект Санкибай Батыра, строение № 173/1, 980240003816, АРЫМБЕК ҚҰДАЙБЕРГЕН БЕРІКҰЛЫ, 87132417183, Kainar.Mishanov@ktm.kmg.kz

наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

2. Общее описание видов намечаемой деятельности, и их классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс) Целью «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» является оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений с учетом имеющихся представлений о геологическом строении месторождения и полученных новых сведений о текущем состоянии разработки, выдача рекомендаций по контролю и регулированию процесса разработки, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, также отражение технологических потерь. В соответствии с п. 2.1 Раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК работы по разведке и добыче относятся к виду намечаемой деятельности, для которой проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательной..

3. В случаях внесения в виды деятельности существенных изменений:

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса) В 2020г к «Проекту разработки месторождения Каратобе Южное» выполнен «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» номер заключения № KZ42VCY00814128 от 15.12.2020г. Основанием для составления «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» является необходимость утверждения новых технологических показателей разработки с учётом фактического состояния разработки месторождения, полученных новых геолого-промысловых данных и рекомендуемых новых проектных решений. ;

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее было выдано заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду (подпункт 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса) -.

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Каратобе Южное находится в

Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом. Географические координаты угловых точек месторождения Каратобе Южное 1-Сев. Широта. 47°54' 52" Вост. Долгота. 56°29' 04" 2-Сев. Широта. 47°55' 10" Вост. Долгота. 56°29' 49" 3-Сев. Широта. 47°54' 51" Вост. Долгота. 56°30' 26" 4-Сев. Широта. 47°54' 47" Вост. Долгота. 56°30' 21" 5-Сев. Широта. 47°54' 29" Вост. Долгота. 56°30' 51" 6-Сев. Широта. 47°53' 55" Вост. Долгота. 56°30' 55" 7-Сев. Широта. 47°53' 12" Вост. Долгота. 56°30' 19" 8-Сев. Широта. 47°53' 44" Вост. Долгота. 56°29' 08".

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, как и ранее, рассматривается добываемая вода из водозаборных скважин и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества. При расчёте проектных показателей разработки, величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на текущем уровне. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта. Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,9 доли ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС, ГТМ и исследовательских работ. 1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки 23,1 га/скв. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин предусмотрен ряд ГТМ: □ В 2026г ввод из бездействия скважины №27; □ В 2026г планируется перевод добывающей скважины №116 под нагнетание; □ В 2026г планируется проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №№63, 66; 2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из четырех нагнетательных скважин и сводовым заводнением с помощью двух нагнетательных скважин. В общей сложности запланировано бурение 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026-2031гг с целью уплотнения сетки скважин, также проведение ряд ГТМ: ввод из бездействия 1 добывающей скважины, перевод под нагнетание 2-ух добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки скважин 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН. 3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается уплотнение сетки скважин путем бурения 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП с 2026 по 2036г и проведения ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин и ГРП на 4 добывающих скважинах. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин 13 ед. Плотность сетки скважин 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Сооружение УПН предназначено для подготовки нефти месторождения Каратобе Южное и перекачки по нефтепроводу Ø219х8 мм, L= 31 км «Каратобе Южное - Лактыбай» и дальше по нефтепроводу Ø245х8 мм, L= 81 км «Лактыбай - Кенкияк» на ГНПС (Головная нефтеперекачивающая станция) «Кенкияк». Газожидкостная смесь от нефтегазодобывающих скважин по выкидным трубопроводам поступает на автоматизированные групповые установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №1, «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №2 для автоматического поочередного замера дебита скважин по нефти и газу. С АГЗУ №1 и АГЗУ-2 двумя потоками по трубопроводам Ø219х8 мм направляются в НГС–2-1,6-2000-1 №1 для отделения газа. Перед НГС, через БДР –2,5 производится подача деэмульгатора с удельным расходом 40 гр./т. С НГС №1 выделившийся газ поступает в газосепаратор 2-1,6-1600-1-И ГС№1 и в ГС№2 для дополнительной очистки от капельной жидкости – газоконденсата и механических примесей. Далее, после вторичной очистки в сепараторе топливного газа ГС№3 газ используется на собственные нужды и социально-бытовые нужды (печи подогрева нефти, котельную), на факел высокого давления, на факел низкого давления, на ГТЭС, на поселок Жаркамыс через узел очистки (УОГ). После НГС№1 (I – ступень) и НГС№2 (II – ступень) отделившаяся от газа нефть поступает на КСУ (III – ступень) для полного отделения газа от нефти (дегазация). (На дату составления отчета КСУ не функционирует, жидкость из НГС поступает в БЕ V= 100 м3). Отделившийся газ из БЕ-100 направляется на факел низкого давления (ФНД). Из

буферной емкости (БЕ-100) нефтяная эмульсия поступает на приём технологических насосов Н-1, Н-2 (тип насосного агрегата ЦНСн 60-99), далее с помощью технологических насосных агрегатов нефтяная эмульсия прокачивается через печи подогрева ПП-1,6 №1, ПП-1,6 №2, через ОГН-100 №2 (I – ступень) и ОГН-100 №1 (II – ступень) в последовательном режиме работы поступает в технологический резервуар РВС №4 V=1000м³, после подготовленная нефть через «переток» Н= 9м. поступает в РВС-2000 №1, №2 V=2000м³. (поочередно) на отстой, так же, в зависимости от качества подготовки нефти на повторную деэмульсацию («циркуляция»). При «циркуляции» РВС (сам на себя) нефтяная эмульсия из РВС при помощи насосов внутренней перекачки Н-3, Н-4 (тип насосного агрегата ЦНСн 60-99) через печь подогрева нефти поступает обратно в тот же РВС. Так же, при «циркуляции» РВС (из одного на другой) нефтяная эмульсия из РВС при помощи насосных агрегатов внутренней перекачки Н-3, Н-4 через печь подогрева нефти перекачивается в другой РВС. Далее, подготовленная нефть насосами внешней перекачки Н-5, Н-6, Н-7 (тип насосных агрегатов ЦНСн 60-330 №5, ЦНСн 105-490 №6, ЦНСн 105-490 №7) через массовый расходомер нефти «Эмис Масс 260» по межпромысловому нефтепроводу транспортируется на ГНПС «Кенкияк». При повышении давлений в аппаратах и срабатываний предохранительных клапанов, излишки газа из нефтегазосепараторов (НГС) №1, №2, из газосепараторов (ГС) №1, №2, через СППК сбрасываются на факельную линию высокого давления (ФВД). При повышении давлений в аппаратах и срабатываний предохранительных клапанов, излишки газа с газосепаратора (ГС) №3, из концевой сепарационной установки (КСУ), из буферной емкости (БЕ-100) через СППК сбрасывается на факельную линию низкого давления (ФНД). Отделившаяся пластовая вода из нижней части ОГН-100 №1 и ОГН-100 №2 в автоматическом режиме сбрасывается в РВС системы ППД, через ОГВ-25 №1 и ОГВ-25 №2. Отделение подтоварной воды от подготовленной нефти происходит путем отстоя в одном из резервуаров. Отделившаяся подтоварная вода из нижней части резервуара с помощью сифонного крана дренируется в ЕП - 25, далее через ОГВ-25 №1, №2 и ФКНС в РВС системы ППД с дальнейшей закачкой рабочего агента в нагнетательные скважины. .

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) В рамках проекта разработки сроки реализации работы запланированы в период 2026 – 2051гг..

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и постутилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования Проектируемые объекты находятся на территории действующего месторождения Каратобе Южный. Дополнительного отвода земель не требуется. Площадь геологического отвода составляет 5,8га. Контракт на доразведку и добычу углеводородного сырья на нефтяном месторождении Каратобе Южное действует до 26 декабря 2047года. Недропользователем месторождения Каратобе Южное является ТОО «Казахтуркмунай», имеющее лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г. Географические координаты угловых точек месторождения Каратобе Южное 1-Сев. Широта.47°54' 52"Вост. Долгота.56°29' 04" 2-Сев. Широта.47°55' 10"Вост. Долгота.56°29' 49" 3-Сев. Широта.47°54' 51"Вост. Долгота.56°30' 26" 4-Сев. Широта.47°54' 47"Вост. Долгота.56°30' 21" 5-Сев. Широта.47°54' 29"Вост. Долгота.56°30' 51" 6-Сев. Широта.47°53' 55"Вост. Долгота.56°30' 55" 7-Сев. Широта.47°53' 12"Вост. Долгота.56°30' 19" 8-Сев. Широта.47°53' 44"Вост. Долгота.56°29' 08";

2) водных ресурсов с указанием:

предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохранных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Каратобе Южное используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся согласно договору. ; видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Каратобе Южное используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся согласно договору. ;

объемов потребления воды Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Каратобе Южное используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся согласно договору. ;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Каратобе Южное используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся согласно договору. ;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Проектируемые объекты находятся на территории действующего месторождения Каратобе Южный. Дополнительного отвода земель не требуется. Площадь геологического отвода составляет 5,8га. Контракт на доразведку и добычу углеводородного сырья на нефтяном месторождении Каратобе Южное действует до 26 декабря 2047года. Недропользователем месторождения Каратобе Южное является ТОО «Казахтуркмунай», имеющее лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г. Географические координаты угловых точек месторождения Каратобе Южное 1-Сев. Широта. 47°54' 52" Вост. Долгота. 56°29' 04" 2-Сев. Широта. 47°55' 10" Вост. Долгота. 56°29' 49" 3-Сев. Широта. 47°54' 51" Вост. Долгота. 56°30' 26" 4-Сев. Широта. 47°54' 47" Вост. Долгота. 56°30' 21" 5-Сев. Широта. 47°54' 29" Вост. Долгота. 56°30' 51" 6-Сев. Широта. 47°53' 55" Вост. Долгота. 56°30' 55" 7-Сев. Широта. 47°53' 12" Вост. Долгота. 56°30' 19" 8-Сев. Широта. 47°53' 44" Вост. Долгота. 56°29' 08";

4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации На территории предполагаемого бурения скважин зеленые насаждения отсутствуют.;

5) видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием :

объемов пользования животным миром Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

операций, для которых планируется использование объектов животного мира Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования Электроснабжение ;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Риски отсутствуют..

9. Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей) По всем вариантам проектом предусмотрено бурение вертикальных эксплуатационных скважин однотипной конструкции: по I варианту — 3 ед. (№№ 113, 115, 117), по рекомендуемому II варианту — 6 ед. (№№ 113, 115, 117, 118, 119, 120), по III варианту — 14 ед. (№№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129). По предварительным расчетным данным на месторождении Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: по I варианту разработки: По расчетным данным проекта на месторождении Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: по I варианту разработки: • при строительстве вертикальной скважины №№113,115,117 проектной глубиной 3000м - 203,25388т/год; • при

строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - 203,25388т/год; • при эксплуатации месторождения в 2026г – 968,7409168т/год; •при эксплуатации месторождения в 2027г – 973,2224056т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г – 939,3909216т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г – 873,8298945т/год; • при эксплуатации месторождения в 2030г – 816,3731974т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г – 772,6381187т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г – 741,4578741т/год; •при эксплуатации месторождения в 2033г – 714,5286099т/год; • при эксплуатации месторождения в 2034г – 689,2160822т/год. • при эксплуатации месторождения в 2035г – 667,0660757т/год.по 2 рекомендуемому варианту разработки: • №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м-406,507768т/год; • при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - 203,25388т/год; • при эксплуатации месторождения в 2026г – 1026,793828т/год; •при эксплуатации месторождения в 2027г – 1015,117288т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г – 957,1326675т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г – 866,6403732т/год; • при эксплуатации месторождения в 2030г – 834,0357911т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г – 749,9964891т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г – 717,6952969т/год; • при эксплуатации месторождения в 2033г – 697,6306702т/год; •при эксплуатации месторождения в 2034г – 685,780438т/год. • при эксплуатации месторождения в 2035г – 679,7095358 т/год.по 3 варианту разработки: • при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м - 948,5181т/год; • при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - 203,25388т/год; • при эксплуатации месторождения в 2026г – 991,906668т/год; • при эксплуатации месторождения в 2027г – 993,5732905т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г – 937,2267546т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г – 939,732203т/год; • при эксплуатации месторождения в 2030г – 938,1987044т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г – 939,8542452т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г – 883,899026т/год; • при эксплуатации месторождения в 2033г – 807,6590418т/год; •при эксплуатации месторождения в 2034г – 785,4616461 т/год. •при эксплуатации месторождения в 2035г – 775,2814125т/год..

10. Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют..

11. Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей Количества образования отходов при бурении согласно 1 варианту разработки предусматривается бурение трех вертикальных скважины 113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м. Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г; Количества образования отходов при бурении резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г; Количества образования отходов при бурении согласно II варианту разработки предусматривается бурение 6 вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000 м. Буровой шлам-2646,084 т/г; Отработанный буровой раствор-2916,806 т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,914 т/г; Отработанные масла-0,210 т/г; Металлолом-0,024 т/г; Огарки сварочных электродов-0,009 т/г; Коммунальные отходы-7,784 т/г; Количества образования отходов при бурении резервных скважин №№110 R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г; Количества образования отходов при бурении согласно III варианту разработки предусматривается бурение 14 вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м. Буровой шлам-6174,196т/г; Отработанный буровой раствор-6805,882т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 2,134т/г; Отработанные масла-0,491 т/г; Металлолом-0,056 т/г; Огарки сварочных электродов-0,021 т/г; Коммунальные отходы-18,164 т/г; Количества образования отходов при бурении резервных скважин №№110 R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-

1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г;.

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений
Экологическое разрешение на воздействие..

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты) ТОО «Казахтуркмунай» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля для ТОО «Казахтуркмунай». По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха за 2026 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения Каратобе Южное на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК. Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (далее СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений, структуры и состава почвенного покрова под влиянием действия природных и антропогенных факторов. Вывод: на территории месторождения ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует..

14. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности
Воздействие планируемых работ: • на состояние атмосферного воздуха может быть оценено, как низкое, • на подземные воды также оценивается как низкое, • на геологическую среду оценивается как низкое, • на состояние растительно-почвенного покрова оценивается как низкое, • на животный мир оценивается как низкое. 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; - во избежание пыления предусмотреть регулярный полив территории строительного участка и пылеподавление при разгрузке инертных материалов; - использование качественного дизельного топлива для заправки техники и автотранспорта. .

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости
Трансграничное воздействие на окружающую среду не предусматривается..

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

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, как и ранее, рассматривается добываемая вода из водозаборных скважин и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества. При расчёте проектных показателей разработки, величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на текущем уровне. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта. Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,9 доли ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС, ГТМ и исследовательских работ. 1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки 23,1 га/скв. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин предусмотрен ряд ГТМ: ☐ В 2026г ввод из бездействия скважины №27; ☐ В 2026г планируется перевод добывающей скважины №116 под нагнетание; ☐ В 2026г планируется проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №№63, 66; 2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из четырех нагнетательных скважин и сводовым заводнением с помощью двух нагнетательных скважин. В общей сложности запланировано бурение 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026-2031гг с целью уплотнения сетки скважин, также проведение ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 добывающей скважины, перевод под нагнетание 2-ух добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки скважин 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН. 3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается уплотнение сетки скважин путем бурения 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП с 2026 по 2036г и проведения ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин и ГРП на 4 добывающих скважинах.. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин 13 ед. Плотность сетки скважин 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН..

- 1) В случае трансграничных воздействий: электронную копию документа, содержащего информацию о возможных существенных негативных трансграничных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду

Руководитель инициатора намечаемой деятельности (иное уполномоченное лицо):

Достанов С

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



