

KZ87RYS01842193

24.07.2026 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) Намечаемая деятельность - дополнение к проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное (далее – ДПРМ 2026г). Вид намечаемой деятельности – добыча углеводородного сырья. В соответствии с п. 2.1 Раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК объект относится к виду намечаемой деятельности, для которой проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным. Среднесуточная максимальная добыча нефти на месторождении Сазтобе Восточное составляет 15,0 т/сут; среднесуточная добыча сухого газа – 40,1 тыс.м3/сут. Цель работы - 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, обоснование рациональной системы разработки, добычи нефти, газа и конденсата, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, а также отражение технологических потерь..

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) Оценка воздействия на окружающую среду в редакции положений нового Экологического Кодекса (№400-VI от 02.01.2021г.) для базовых проектных документов ранее не проводилась. Ранее при выполнении проекта разработки месторождения Сазтобе Восточное было получено заключение государственной экологической экспертизы на проект «Предварительная оценка на окружающую среду к ««Проект разработки газоконденсатных залежей месторождения Сазтобе Восточное» KZ68VCY00788246 от 23.10.2020г. и Заключение государственной экологической экспертизы на проект «Предварительная оценка на окружающую среду к «Проект разработки нефтяных залежей месторождения Сазтобе Восточное» KZ10VCY00795013 от 10.11.2020г. Цель работы - 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, обоснование рациональной системы разработки, добычи нефти, газа и конденсата, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, а также отражение технологических потерь. ; 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) Процесс скрининга в редакции положений нового Экологического Кодекса (№400-VI от 02.01.2021г.) для базовых проектных документов ранее не проводился..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Месторождение Сазтобе Восточное расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины, в пределах западного погружения Южно-Эмбинского поднятия и административно входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан. В орографическом отношении площадь Сазтобе Восточное представляет собой всхолмлённую равнину, северную и центральную часть которой занимают бугристые пески, закреплённые травянистой растительностью. В понижениях распространены пухлые солончаки, поверхность которых во время дождей размокает и превращается в непроходимую вязкую грязь. Ближайшим населённым пунктом является железнодорожная станция Бейнеу (145 км). Областной центр – г. Актау – расположен на расстоянии 479 км юго-западнее месторождения. Непосредственная близость к обустроенным нефтепромыслам Прорва, Тенгиз, Кисимбай, к железнодорожной линии Мангистау – Макат – ЛЭП, к магистральным нефтегазопроводам создаёт благоприятные условия для освоения месторождения Сазтобе Восточное. .

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрены два варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин. Первый вариант Нефтяные залежи Вариант предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся системе разработки. Для достижения утвержденного значения коэффициента извлечения и более полной выработки запасов нефти предусмотрен ввод из бурения 9 добывающих вертикальных скважин, ввод из освоения 1 скважины, ввод из бездействующего фонда 1 скважины, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 1 добывающей скважины и проведение ГТМ. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам также предусматриваются мероприятия по вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти путем проведения ГТМ: Объект I. Проведение ГРП в скважине №102; Объект II. Перевод под закачку 1 скважины (№105) после отработки на нефтенасыщенные горизонты. Газоконденсатные залежи В рамках 1 варианта предусмотрено продолжение разработки II эксплуатационного объекта при сложившейся системе разработки с дополнительным бурением 1 скважины, а также освоение I объекта путем бурения 1 скважины. Дополнительно предусмотрены ГТМ по ПВР на 4 скважинах, РИР и ОРЭ на 1 скважине. Таким образом, вариант предполагает бурение 2 добывающих скважин и проведение ГТМ. Согласно первому варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 15 и 6 ед., соответственно. Второй вариант Нефтяные залежи Базируется на первом варианте разработки, предусматривает уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения дополнительно к 1 варианту 5 добывающих вертикальных скважин. В целом по нефтяным залежам фонд добывающих скважин составляет 20 ед. I объект повторяет вариант 1 На II объект в дополнение к 1 варианту предусматривается ввод из бурения 3 добывающих скважин. С учетом всех проведенных ГТМ фонд добывающих скважин составляет 4 ед. На III объект в дополнение к 1 варианту планируется ввод из бурения 2 добывающих скважин. Фонд добывающих скважин составляет 4 ед. Газоконденсатные залежи Базируется на принципах 1 варианта разработки, дополнительно, предусматривает бурение одной скважины на II объекте. Программа проведения ГТМ аналогична 1 варианту разработки. Согласно второму варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 20 и 7 ед., соответственно..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Существующая система сбора продукции скважин Система внутри промыслового сбора и подготовки продукции месторождения «Сазтобе Восточное» обеспечивает герметизированный сбор,

индивидуальный замер дебита скважин и транспортировку продукции до участка сбора нефти (УСН). На УСН «Сазтобе» осуществляется сбор скважинной продукции с месторождения «Сазтобе». Сооружения УСН предназначены для сепарации газожидкостной смеси, и дальнейшей подачи попутно нефтяного газа на компрессорную станцию КС «Сазтобе» для транспортировки на КСИРГ «Толкын». И перекачки нефтесодержащей жидкости на центральный пункт промысловых сооружений (ЦППС) «Елемес» для доведения нефти до товарных кондиций согласно СТ РК 1347-2024. Откуда подготовленная товарная нефть перекачивается на пункт сдачи нефти ПСН «Опорный» для последующей сдачи её в систему магистральных трубопроводов АО «Казтрансойл». Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции Действующим проектным документом разработки месторождения «Сазтобе Восточное» предусматривается применение герметизированной, однотрубно-напорной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками. Для системы сбора продукции скважин месторождения «Сазтобе Восточное» реализована однотрубная лучевая герметизированная система сбора нефти и газа. Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, за счёт избыточной энергии пласта от устья скважин по выкидным трубопроводам направляется для замера на АГЗУ №2 расположенной на территории УСН (Установка сбора нефти) «Сазтобе» и на АГЗУ №1 расположенной на территории СЗУ №2. Система сбора нефти, газа месторождения включает выкидные трубопроводы от устьев добывающих скважин до АГЗУ – металлические трубы Ø114х6 мм. Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) - предназначена для автоматический периодического или ручного замера дебита добывающих скважин. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работы добывающих скважин. С АГЗУ №2 скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Сазтобе Восточное» поступает на НГС V=12,5м3. Описание технологического процесса первичной подготовки (сепарации) скважинной продукции на УСН «Сазтобе» На территории УСН «Сазтобе» газожидкостная смесь с АГЗУ №2 и водонефтяная эмульсия с АГЗУ №1 объединившись в один поток (на выходе с АГЗУ №1 осуществляется дозированная подача ингибитора коррозии Ранкор-1145) по нефтесборному коллектору Ø219×8 мм поступают в нефтегазосепаратор НГС-1-1, 6-1600-2 (V=12,5 м3). На установке НГС протекает процесс дегазации нефти, отделения попутного нефтяного газа от нефтяной эмульсии. Для поддержания технологического режима, уровень жидкости в аппарате поддерживается на отметке 50% от диаметра аппарата, и регулируется УЭРВ. Выделившийся попутно нефтяной газ в процессе сепарации на НГС, давлением P=3,5-3,8 кгс/см2 поступает на очистку в газосепаратор типа ГС-1-2,5-600-1 №1. На установке ГС попутно нефтяной газ очищается от капельной жидкости, газоконденсата и механических примесей. Осушенный газ из ГС №1 частично используется на ГПЭС для выработки электроэнергии, и в зимний период на социально бытовые нужды в качестве топлива для котельных установок. Замер газа осуществляется отдельно как для потребителя, так и на факел. На месторождении «Сазтобе» кроме целей потребления газа для собственных нужд месторождения (ГПЭС и котельной), основная часть попутного нефтяного газа по газопроводу Ø159*6 мм «УСН Сазтобе – КС Сазтобе» P=3,8-4 кгс/см2 направляется на компрессорную станцию (КС) «Сазтобе», сюда же поступает попутно нефтяной газ с месторождения «Елемес Западный». Далее попутно нефтяной газ с компрессорной станции P=45-60 кгс/см2 транспортируется по газопроводу «КС Сазтобе-СИРГ Толкын» Ø159*8 мм протяжённостью 11,8 км с переходом на Ø219*10 мм протяжённостью 5,8 км. Более подробная инфо-я в ЗНД..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Период реализации проекта разработки запланировано в 2026 – 2040гг..

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 Недропользователем месторождения Сазтобе Восточное является ТОО «Казахтуркмунай», для осуществления операций по недрапользованию на месторождении Сазтобе Восточный блоков XXX-15-B-F (частично), XXX-16-D-(частично) на основании Протокола заседания Экспертной комиссии от 27 июня 2018 года №11/МЭ РК. Площадь горного отвода: 36,12 км2. ;

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. Работавшие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов». На месторождении Сазтобе Восточное вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для бытовых нужд – автоцистернами из близлежащего источника.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) общее, питьевая, непитивая;

объемов потребления воды Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 1 рекомендуемого варианта разработки Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101: Водопотребление/ Водоотведение- 8367,3 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№ P1, P2: Водопотребление / Водоотведение- 1859,4 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№ 109: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатным залежам № 116, 111: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатным залежам № P3: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатным залежам № ОС-2, ОС-3: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м³/цикл; При эксплуатации: Водопотребление/ Водоотведение- за 2026г - 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение - за 2027г - 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2028г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2029г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2030 г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2031г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2032г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2033г -3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2034г -3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2035г -3285 м³/цикл; Итого за 10 лет - 32850 м³/цикл. Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 2 варианта разработки Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101: Водопотребление/ Водоотведение- 8367,3 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№ P1, P2: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№ 109: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатным залежам № 116, 111: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатным залежам № P3: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7 м³/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатным залежам № ОС-2, ОС-3: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м³/цикл; При эксплуатации: Водопотребление/ Водоотведение- за 2026г - 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение - за 2027г - 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2028г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2029г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2030 г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2031г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2032г – 3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2033г -3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2034г -3285 м³/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2035г -3285 м³/цикл; Итого за 10 лет - 32850 м³/цикл. Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора и т. д. Вода для технических нужд будет доставляться автоцистернами с ближайшего источника, для хранения воды предусмотрен емкость объемом по 167 м³. Накопленные стоки отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 1 рекомендуемого варианта разработки

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101: Водопотребление/ Водоотведение- 8367,3 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№P1, P2: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№109: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатном залежам № 116, 111: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатном залежам №P3: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатном залежам №ОС-2, ОС-3: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м3/цикл; При эксплуатации: Водопотребление/ Водоотведение- за 2026г - 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение - за 2027г - 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2028г – 3285 м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2029г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2030 г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2031г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2032г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2033г -3285 м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2034г -3285 м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2035г -3285 м3/цикл; Итого за 10 лет - 32850м 3/цикл. Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 2 варианта разработки Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101: Водопотребление/ Водоотведение- 8367,3 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№P1, P2: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№109: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатном залежам № 116, 111: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатном залежам №P3: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатном залежам №ОС-2, ОС-3: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м3/цикл; При эксплуатации: Водопотребление/ Водоотведение- за 2026г - 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение - за 2027г - 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2028г – 3285 м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2029г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2030 г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2031г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2032г – 3285м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2033г -3285 м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2034г -3285 м3/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2035г -3285 м3/цикл; Итого за 10 лет - 32850м 3/цикл. Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора и т. д. Вода для технических нужд будет доставляться автоцистернами с ближайшего источника, для хранения воды предусмотрен емкость объемом по 167 м3. Накопленные стоки отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору.;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Все запланированные работы в части недропользования будут проводиться в рамках действующего контракта на недропользование. Недропользователем месторождения Сазтобе Восточное является ТОО «Казахтуркмунай», для осуществления операций по недропользованию на месторождении Сазтобе Восточный блоков XXX-15-B-F (частично), XXX-16-D-(частично) на основании Протокола заседания Экспертной комиссии от 27 июня 2018 года №11/МЭ РК. Площадь горного отвода: 36,12 км2. Координаты месторождения Сазтобе Восточное: Северная широта 45° 44' 44" Восточная долгота 53° 57' 33" Северная широта 45° 44' 59" Восточная долгота 53° 58' 49" Северная широта 45° 45' 34" Восточная долгота 54° 00' 21" Северная широта 45° 45' 43" Восточная долгота 54° 00' 19" Северная широта 45° 45' 33" Восточная долгота 53° 59' 57" Северная широта 45° 45' 54" Восточная долгота 53° 59' 55" Северная широта 45° 46' 13" Восточная долгота 54° 00' 11" Северная широта 45° 45' 55" Восточная долгота 54° 00' 16" Северная широта 45° 46' 30" Восточная долгота 54° 00' 55" Северная широта 45° 46' 35" Восточная долгота 54° 01' 08" Северная широта 45° 46' 37" Восточная долгота 54° 01' 35" Северная широта 45° 46' 44" Восточная долгота 54° 02' 00" Северная широта 45° 46' 19" Восточная долгота

54° 02' 08" Северная широта 45° 46' 56" Восточная долгота 54° 03' 18" Северная широта 45° 47' 05" Восточная долгота 54° 03' 27" Северная широта 45° 47' 19" Восточная долгота 54° 03' 17" Северная широта 45° 47' 48" Восточная долгота 54° 03' 27" Северная широта 45° 48' 11" Восточная долгота 54° 03' 55" Северная широта 45° 48' 14" Восточная долгота 54° 04' 37" Северная широта 45° 47' 45" Восточная долгота 54° 06' 00" Северная широта 45° 47' 23" Восточная долгота 54° 05' 58" Северная широта 45° 46' 53" Восточная долгота 54° 05' 36" Северная широта 45° 46' 50" Восточная долгота 54° 05' 22" Северная широта 45° 46' 16" Восточная долгота 54° 04' 49" Северная широта 45° 45' 09" Восточная долгота 54° 01' 28" Северная широта 45° 44' 47" Восточная долгота 54° 00' 59" Северная широта 45° 44' 28" Восточная долгота 54° 00' 55" Северная широта 45° 43' 56" Восточная долгота 54° 00' 30" Северная широта 45° 43' 31" Восточная долгота 53° 59' 51" Северная широта 45° 43' 20" Восточная долгота 53° 59' 17" Северная широта 45° 43' 17" Восточная долгота 53° 58' 54" Северная широта 45° 43' 18" Восточная долгота 53° 58' 56" Северная широта 45° 43' 1,5" Восточная долгота 53° 58' 57" Северная широта 45° 43' 01" Восточная долгота 53° 58' 37" Северная широта 45° 43' 05" Восточная долгота 53° 58' 12" Северная широта 45° 43' 10" Восточная долгота 53° 57' 55" Северная широта 45° 42' 59" Восточная долгота 53° 57' 32" Северная широта 45° 43' 51" Восточная долгота 53° 56' 16";

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 от существующих ЛЭП. ;

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) При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервных скважин №№ Р1, Р2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения. При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по газоконденсатным залежам № 116, 111, резервных скважин №Р3, оценочных скважин №№ ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения. Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации первого рекомендуемого варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное. по I рекомендуемому варианту разработки: По расчетным данным проекта на месторождении Сазтобе Восточное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: по 1 рекомендуемому варианту разработки: • при строительстве по нефтяным залежам 9 вертикальных

эксплуатационных скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 – 483.1397 т/год; • при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №№P1, P2 – 107.3644 т/год; • при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109 – 53,6822 т/год; • при строительстве вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин №№116,111 – 100,3476 т/год; •при строительстве газоконденсатной резервной скважины по нефтяным залежам №P-3 – 50,1737 т/год; • при строительстве газоконденсатных оценочных скважин по нефтяным залежам №ОС-2, ОС-3 – 100,3476 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2026г – 23,1414т/год; •при эксплуатации месторождения в 2027г – 23,2423 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г – 23,2423 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г – 23,3433 т/год; •при эксплуатации месторождения в 2030г – 23,3433 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г – 23,4442 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г – 23,5451 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2033г – 23,6459 т/год; •при эксплуатации месторождения в 2034г – 23,9486 т/год. • при эксплуатации месторождения в 2035г – 24,0495 т/год. По 2 варианту: По расчетным данным проекта на месторождении Сазтобе Восточное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: по II варианту разработки: • при строительстве по нефтяным залежам 9 вертикальных эксплуатационных скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 – 483.1397 т/год; • при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №№P1, P2 – 107.3644 т/год; • при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109 – 53,6822 т/год; • при строительстве вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин №№116,111 – 100,3476 т/год; •при строительстве газоконденсатной резервной скважины по нефтяным залежам №P-3 – 50,1737 т/год; • при строительстве газоконденсатных оценочных скважин по нефтяным залежам №ОС-2, ОС-3 – 100,3476 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2026г – 23,1414т/год; •при эксплуатации месторождения в 2027г – 23,2423 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г – 23,2423 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г – 23,3433 т/год; •при эксплуатации месторождения в 2030г – 23,3433 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г – 23,4442 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г – 23,5451 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2033г – 23,6459 т/год; •при эксплуатации месторождения в 2034г – 23,9486 т/год. • при эксплуатации месторождения в 2035г – 24,0495 т/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 Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021года № 400-VI ЗРК. Основными отходами при реализации проекта являются: Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Отработанный буровой раствор - один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Промасленная ветошь - образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала в процессе эксплуатации автотехники, добывающих скважин, насосов. Отработанные аккумуляторы – образуются в процессе эксплуатации автотранспорта. Металлолом - образуются в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадочных труб, обрезки балок, швеллеров. Отработанные масла - образуется после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте, сепараторных установках продукта и т.д. Огарки сварочных электродов - образуются при использовании электродов для проведения сварочных работ, вследствие выгорания остаются различной величины огарыши негодные к дальнейшему использованию. Коммунальные отходы - представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой,

бытовым мусором и т.д. Ниже представлены предварительные виды и количество отходов, образующиеся при реализации первого рекомендуемого варианта разработки месторождения. Объемы отходов при бурении скважин СВ эксплуатационные скважины по нефтяным залежам №106,112,114,115,107,113,108,100,101 - Буровой шлам – 3730,86т/год; Отработанный буровой раствор – 4203,33т/год; Промасленная ветошь – 1,3716 т/год; Металлолом-0,036т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0135т/год; ТБО – 11,462т/год; Всего: 7947,085 т/г. Резервные скважины №Р-1,Р-2 – 1766,019 т/г. Буровой шлам – 829,08т/год; Отработанный буровой раствор – 934,075т/год; Промасленная ветошь – 0,3048 т/год; Металлолом-0,008т/г; Огарки сварочных электродов - 0,003т/год; ТБО – 2,547т/год; Всего:1766,019т/г. Оценочная скважина №109 – Буровой шлам – 414,541т/год; Отработанный буровой раствор – 467,038т/год; Промасленная ветошь – 0,1524 т/год; Металлолом-0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/год; ТБО – 1,274т/год; Всего: 883,009 т/г. Объемы отходов при бурении газоконденсатных скв №№116,111 - Буровой шлам – 822,627т/год; Отработанный буровой раствор – 929,42т/год; Промасленная ветошь – 0,3048 т/год; Металлолом-0,008т/г; Огарки сварочных электродов - 0,003т/год; ТБО – 2,422 т/год; Всего: 1754,786 т/г. Резервная скв №Р-3 – 877,39 т/г. Буровой шлам – 411,314т/год; Отработанный буровой раствор – 464,71т/год; Промасленная ветошь – 0,1524т/год; Металлолом-0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/год; ТБО – 1,211т/год; Всего:877,39 т/г. Оценочные скв №ОС-2, ОС-3 – Буровой шлам – 822,627т/год; Отработанный буровой раствор – 929,42т/год; Промасленная ветошь – 0,3048 т/год; Металлолом-0,008т/г; Огарки сварочных электродов - 0,003т/год; ТБО – 2,422 т/год; Всего: 1754,786 т/г. Объемы отходов при эксплуатации за 2026г - Промасленные отходы (ветошь) – 0,1524т/г; Коммунальные отходы - 4,5т/г; Металлолом- 0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/г. Итого за 10 лет – 46,579т/г. По второму варианту аналогичные данные..

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 2022год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК. По результатам анализов сточных вод, проведенных в 2025 году установлено, что по всем контролируемым ингредиентам не зафиксировано превышений установленных нормативов ПДС. 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 проектируемого строительства 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. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются: атмосферный воздух, недра и геологическая среда, подземные воды, поверхностные воды, почвы и земельные ресурсы, растительность и животный мир. Факторами воздействия на атмосферный воздух являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период

проведения планируемых работ. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период строительства и работа производственных объектов в период эксплуатации. Основными объектами воздействия являются земли и почвы участка строительства выкидных линий, площадки манифольда. Прямое воздействие на земельные ресурсы при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов заключается в изъятии земель под строительство объектов, однако дополнительного изъятия земель проводиться не будет, строительство планируется на территории существующего месторождения. Согласно санитарным нормам РК на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1 ПДК_{мр} или 0.8 ПДК_{мр}, – для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха согласно п. 23 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» № 63 от 10 марта 2021 г. Предварительные расчеты на воздействие в окружающую среду произведены по двум вариантам разработки. Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены в программном комплексе «Эра-Воздух» (версия 3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск). В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-ө. Расчеты выполнены по основным загрязняющим веществам и группам веществ с суммирующим воздействием, которые могут быть при эксплуатации, с учетом возможной максимальной производительности и одновременности работы оборудования. По результатам расчетов область воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации и проведении буровых работ находится на границе санитарно-защитной зоны. При интегральной оценке воздействия величина воздействия находится в пределах от допустимых стандартов до порогового значения согласно НПА РК. Результаты предварительной оценки воздействия на качество атмосферного воздуха показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –ограниченный (2); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – средняя (16). Результаты предварительной оценки воздействия на водную среду показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –локальный (1); временной масштаб – многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – низкая (8). Результаты предварительной оценки воздействия на качество недр и геологическую среду показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –ограниченный (2); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – средняя (16). Результаты предварительной оценки воздействия на растительность и животный мир показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия – локальный (1); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – низкая (8). Реализация намечаемой деятельности окажет положительное социально-экономическое воздействие в виде создания новых рабочих мест в регионе, привлечения местных производителей товаров/услуг и налоговых поступлений в бюджет Республики Казахстан..

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) С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрены два варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант Нефтяные залежи Вариант предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся системе разработки. Для достижения утвержденного значения коэффициента извлечения и более полной выработки запасов нефти предусмотрен ввод из бурения 9 добывающих вертикальных скважин, ввод из освоения 1 скважины, ввод из бездействующего фонда 1 скважины, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 1 добывающей скважины и проведение ГТМ. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам также предусматриваются мероприятия по вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти путем проведения ГТМ: Объект I. Проведение ГРП в скважине №102; Объект II. Перевод под закачку 1 скважины (№105) после отработки на нефтенасыщенные горизонты. **Газоконденсатные залежи** В рамках 1 варианта предусмотрено продолжение разработки II эксплуатационного объекта при сложившейся системе разработки с дополнительным бурением 1 скважины, а также освоение I объекта путем бурения 1 скважины. Дополнительно предусмотрены ГТМ по ПВР на 4 скважинах, РИР и ОРЭ на 1 скважине. Таким образом, вариант предполагает бурение 2 добывающих скважин и проведение ГТМ. Согласно первому варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 15 и 6 ед., соответственно. **Второй вариант Нефтяные залежи** Базируется на первом варианте разработки, предусматривает уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения дополнительно к 1 варианту 5 добывающих вертикальных скважин. В целом по нефтяным залежам фонд добывающих скважин составляет 20 ед. I объект повторяет вариант 1 На II объект в дополнение к 1 варианту предусматривается ввод из бурения 3 добывающих скважин. С учетом всех проведенных ГТМ фонд добывающих скважин составляет 4 ед. На III объект в дополнение к 1 варианту планируется ввод из бурения 2 добывающих скважин. Фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Газоконденсатные залежи Базируется на принципах 1 варианта разработки, дополнительно, предусматривается бурение по одной скважине ввода II объекта. Проведение ГТМ аналогична 1 варианту разработки..

- 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)



