

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢҒЫСТАУ 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 Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»

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

На рассмотрение представлено: «Дополнение к проекту разработки
месторождения Сазтобе Восточное (далее – ДПРМ 2026г)».

Материалы поступили на рассмотрение: 24.07.2026 г. Вх. KZ87RYS01842193

Общие сведения

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 создает благоприятные условия для освоения месторождения Сазтобе Восточное.

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"

Краткое описание 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, однатрубно-напорной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками. Для системы сбора продукции скважин месторождения «Сазтобе Восточное» реализована однатрубная 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 отчищается 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 инф-я в ЗНД.

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.

Период реализации проекта разработки запланировано в 2026 – 2040гг.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101, резервных скважин №№P1, P2, 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 №P3, 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 №Р-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.

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 №№Р1, Р2: 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 газоканденсатном залежам № 116, 111: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоканденсатном залежам №Р3: Водопотребление/ Водоотведение- 929,7м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоканденсатном 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 - 32850м3/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 №№Р1, Р2: 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 газоканденсатном залежам № 116, 111: Водопотребление/ Водоотведение- 1859,4 м3/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоканденсатном залежам №Р3: 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 - 32850м3/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.

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 рН 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 - 0,1524т/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:877,39т/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.

На территории предполагаемого бурения скважин зеленые насаждения отсутствуют.

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

Электроснабжение от существующих ЛЭП.

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 неодновременности 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



недра 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.

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.

Намечаемая деятельность: «Дополнение к проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное (далее – ДПРМ 2026г)», 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

