

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СНПС-АКТОБЕМУНАЙГАЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSULTING GROUP»



«УТВЕРЖДАЮ»:
Первый заместитель
Генерального директора
АО «СНПС-Ақтөбемұнайгаз»
 Есенгулов Т.С.
«__» _____ 2026г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖАНАЖОЛ

Директор
ТОО «Timal Consulting Group»



Бабашева М.Н.

г. Атырау, 2026г.

Список исполнителей

Ф.И.О.	Должность	Подпись
Абытов А.Х.	Директор департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Хасенова М.В.	Ведущий -эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Толеуишова Г.С.	Инженер-эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Бисенова А.А.	Техник-эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Камелов А.Б.	Инженер-эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	

№	ОГЛАВЛЕНИЯ	
	ВВЕДЕНИЕ	6
1	ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	13
1.1	Общие сведения о месторождении	13
1.2	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета	14
1.3	Краткая характеристика физико-географических и климатических условий	24
2	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ	71
2.1	Альтернативные технические и технологические решения. Вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды	71
3	ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	71
4	ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.	72
5	ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	90
6	ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	91
7	ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ	91
8	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫХ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ, ТЕПЛОВЫХ И РАДИАЦИОННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ	120
9	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ	122
9.1	Характеристика технологических процессов предприятия, как источников образования отходов	122
10	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	153

№	ОГЛАВЛЕНИЯ	
11	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	155
12	ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	157
12.1	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	157
12.2	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	157
12.3	Различная последовательность работ	157
12.4	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	157
12.5	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	157
12.6	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	157
12.7	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	158
12.8	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	158
13	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ	158
13.1	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	158
13.2	Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды	158
13.3	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	158
13.4	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	159
14	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	159
14.1	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	159
14.2	Биоразнообразию (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	159
14.3	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	162
14.4	Вода (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	163
14.5	Атмосферный воздух	166
14.6	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	166
14.7	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия	166
14.8	Взаимодействие затрагиваемых компонентов	166

№	ОГЛАВЛЕНИЯ	
15	ВОЗМОЖНЫЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ	167
16	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.	167
17	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	234
18	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	235
19	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	235
19.1	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности	235
19.2	Обзор возможных аварийных ситуаций	241
20	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).	241
21	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	243
22	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.	245
23	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.	246
24	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	247
25	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	247
26	СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	286
Приложение – 1. Лицензии		289
Приложение – 2. Справка фоновых концентраций с РГП «Казгидромет»		294

ВВЕДЕНИЕ

Исходными данными для разработки отчета являются:

Проект разработки месторождения Жанажол

Техническое задание на проектирование

Месторождение Жанажол, открытое в 1978 году, является крупным месторождением со сложным геологическим строением. Залежи приурочены к двум карбонатным толщам КТ-I и КТ-II. На месторождении пробурено большое количество скважин, на дату составления проекта пробуренный фонд составляет 1116 ед. (в пределах горного отвода месторождения Жанажол) и 7 ед. (в пределах горного отвода участка Южный Жанажол).

В основу при составлении настоящего проекта легли утвержденные запасы УВ на 02.01.25г. отчета «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол Актобинской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2025г» (далее ПРЗ-2025г). В рамках ПРЗ-2025г запасы подсчитаны в пределах контрактной территории Жанажол и в пределах контрактной территории Южный Жанажол.

Согласно последней оценке, в пределах контрактной территории месторождения Жанажол геологические/извлекаемые запасы нефти категории В+С₁ в целом по месторождению составляют 425525/122268 тыс.т, по категории С₂ – 6135/1319 тыс.т. Геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории В+С₁ составили 116039/77102 млн.м³, категории С₂ – 1120/830 млн.м³. Геологические запасы сухого газа и конденсата категории В+С₁ составили 109168 млн.м³ и 32197 тыс.т соответственно, извлекаемые – 85951 млн.м³ сухого газа и 11712 тыс.т конденсата.

Геологические и извлекаемые запасы на контрактной территории участка Южный Жанажол составляют 9040 тыс.т и 1944 тыс.т соответственно по категории С₁, по категории С₂ – 1565 тыс.т и 326 тыс.т соответственно. Геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории С₁ составили 2233/1460 млн.м³, по категории С₂ – 374/201 млн.м³. Геологические запасы сухого газа и конденсата категории С₁ составляют 172 млн.м³ и 45 тыс.т соответственно, извлекаемые запасы сухого газа и конденсата оцениваются в 133 млн.м³ и 14 тыс.т соответственно.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит описание намечаемой деятельности, включая: информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра; информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности; описание возможного воздействия на окружающую среду; описание предусматриваемых для периодов строительства и эксплуатации объекта мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, в том числе предлагаемых мероприятий.

Целью проведения отчета о возможных воздействиях является изучение состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки работ на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Отчет о возможных воздействиях включает следующие этапы его проведения:

- характеристика и оценка современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну, выявление приоритетных по степени антропогенной нагрузки природных сред, ранжирование факторов воздействия;
- анализ планируемой производственной деятельности с целью установления видов и интенсивности воздействия на окружающую среду, пространственного распределения источников воздействия и ранжирования по их значимости;

- комплексная прогнозная оценка ожидаемых изменений окружающей среды в результате планируемой деятельности на участке работ;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

В отчете приведены основные характеристики природных условий района проведения проектируемых работ, определены источники неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также степень влияния эмиссий загрязняющих веществ и отходов при проведении разработки на месторождении.

Составление Отчета о возможных воздействиях, способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды.

Основным руководящим документом при составлении отчета о возможных воздействиях, является «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утверждённая Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Также, для составления проекта были использованы следующие нормативные документы, действующие на территории Республики Казахстан:

– Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 4 мая 2024 года № 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утверждены Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2;

– Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах утверждены Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 02 августа 2022 года № ҚР ДСМ-2.

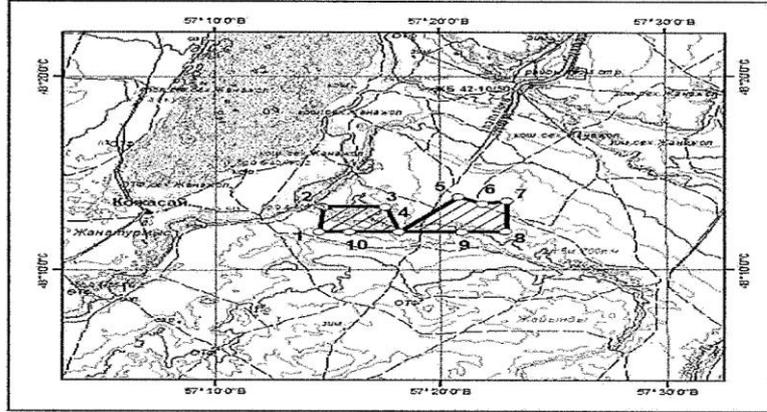
Согласно статьи 35 главы 6 Экологического Кодекса Республики Казахстан, «Оценка воздействия на окружающую среду – процедура, в которой оцениваются возможные последствия хозяйственной и иной деятельности для окружающей среды и здоровья человека, разрабатываются меры по предотвращению неблагоприятных последствий (уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов), оздоровлению окружающей среды с учетом требований экологического законодательства Республики Казахстан».

Отчет о возможных воздействиях разрабатывается на основании статьи 72 «Экологического Кодекса Республики Казахстан» с учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.

Законодательные акты РК и нормативные документы Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК, использованные при разработке отчета, приведены в списке использованных источников.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____ г.
 на право недропользования
 углеводородными
 (вид полезного ископаемого)
 добыча
 (вид недропользования)
 от «20 12» 2022 г. Рег. № 522 Д-УВ

Картограмма расположения участка недр Южный Жанажол
 Масштаб 1: 280 000



Условные обозначения

- | | |
|--|----------------------------|
| контур участка недр Южный Жанажол | реки, ручьи (пересыхающие) |
| автодороги с покрытием (шоссе) | реки, ручьи (постоянные) |
| улучшенные грунтовые дороги | населенные пункты |
| грунтовые проселочные дороги | горизонтали основные |
| полевые дороги | пески бугристые |
| ЛЭП на металлических или железобетонных опорах | пески ровные |
| | солончаки проходные |

г. Астана
 декабрь, 2022 г.

Рис. 1 – Горный отвод Южный Жанажол

Приложение № 5 к Лицензии
серии МГ № 248 (нефть)

Актюбинская область
месторождение Жанажол
Масштаб 1 : 200 000

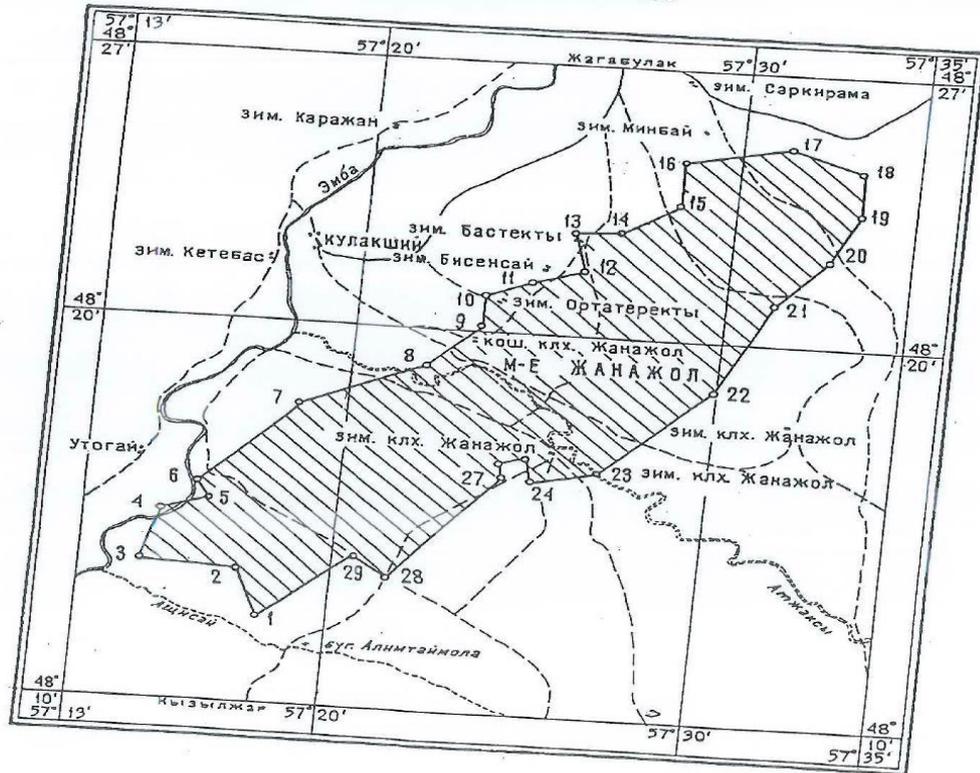


Рис. 2 – Горный отвод Жанажол

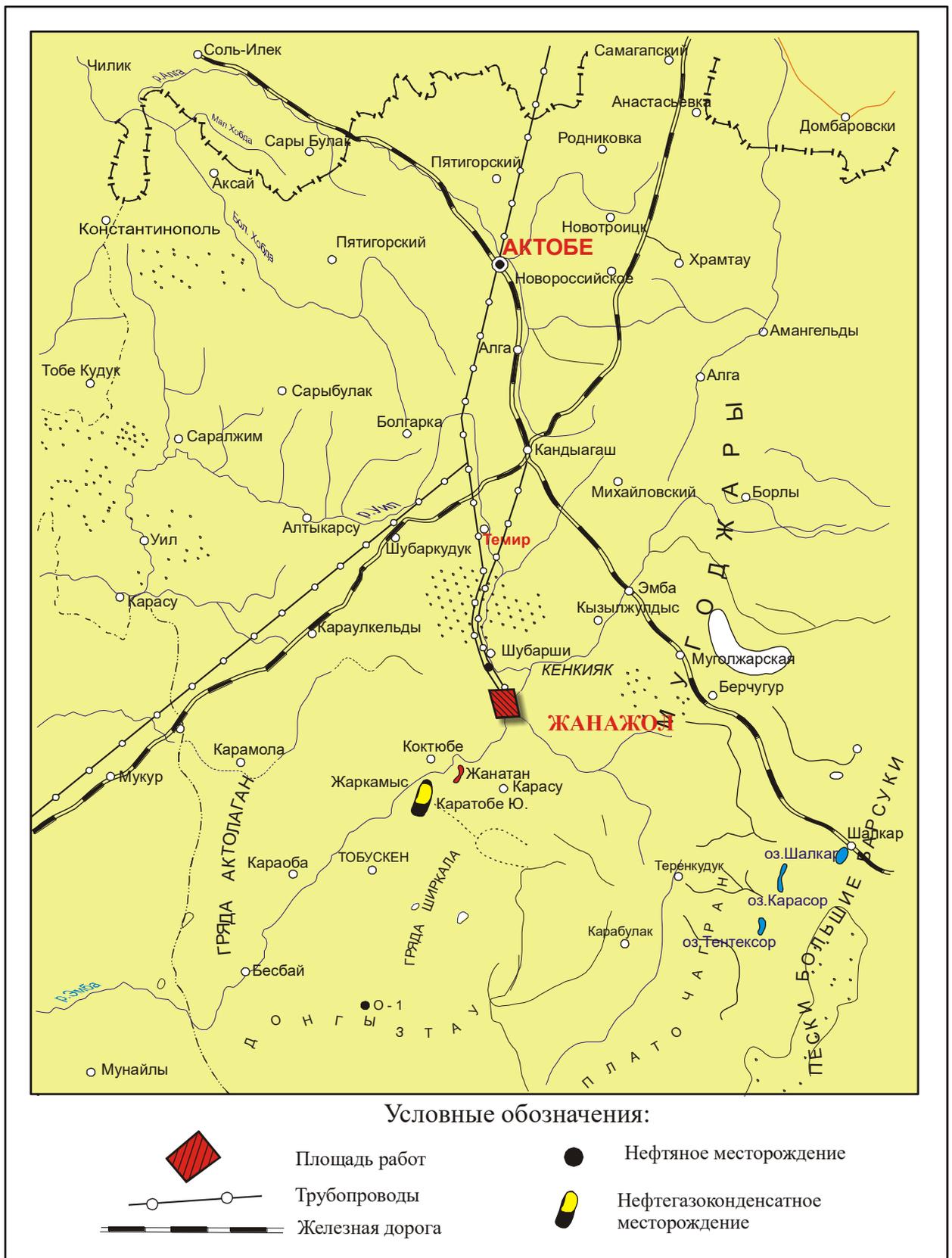


Рис. 3- Обзорная карта района работ

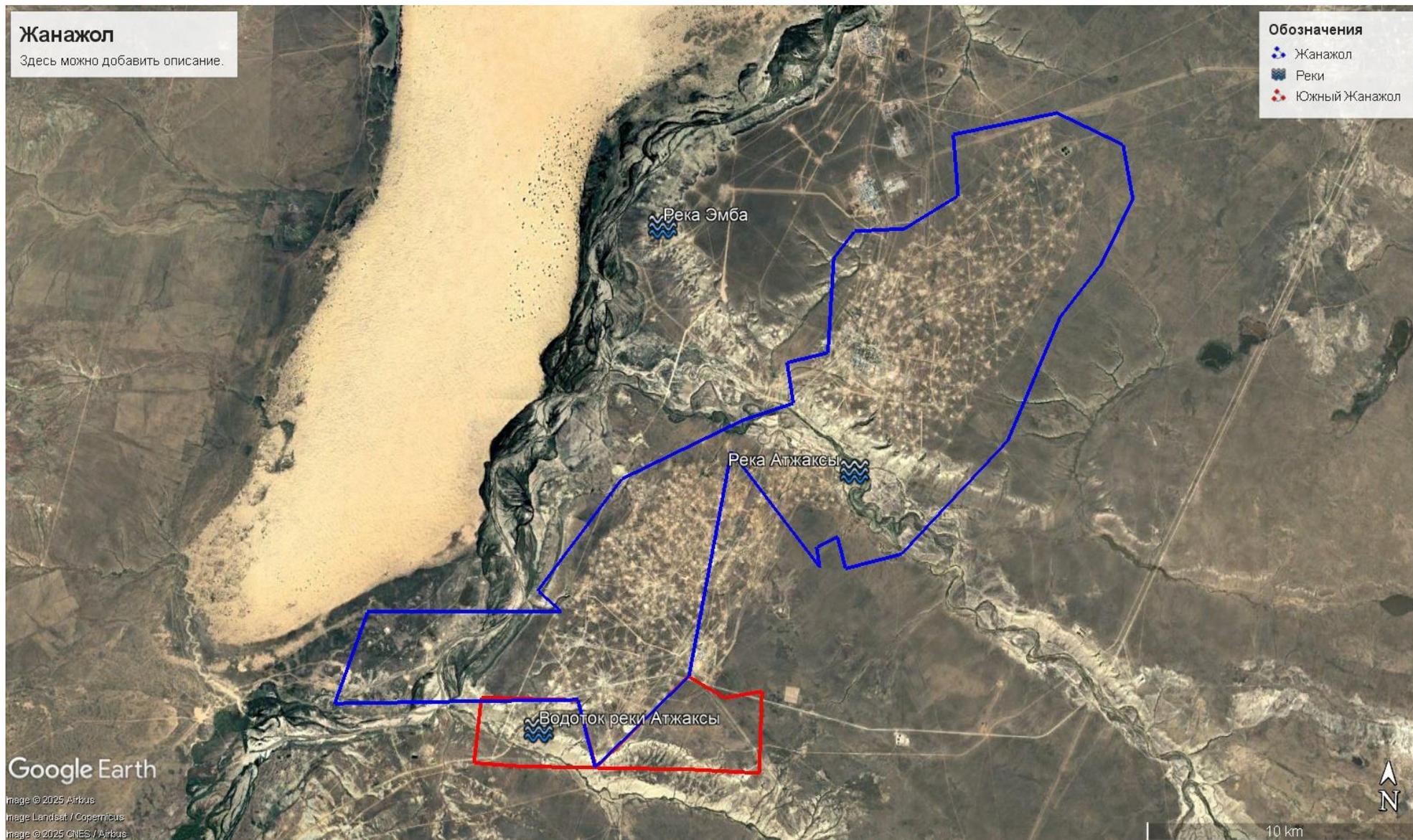


Рис. 4 – Расстояние горного отвода контрактной территории от ближайших водоемов

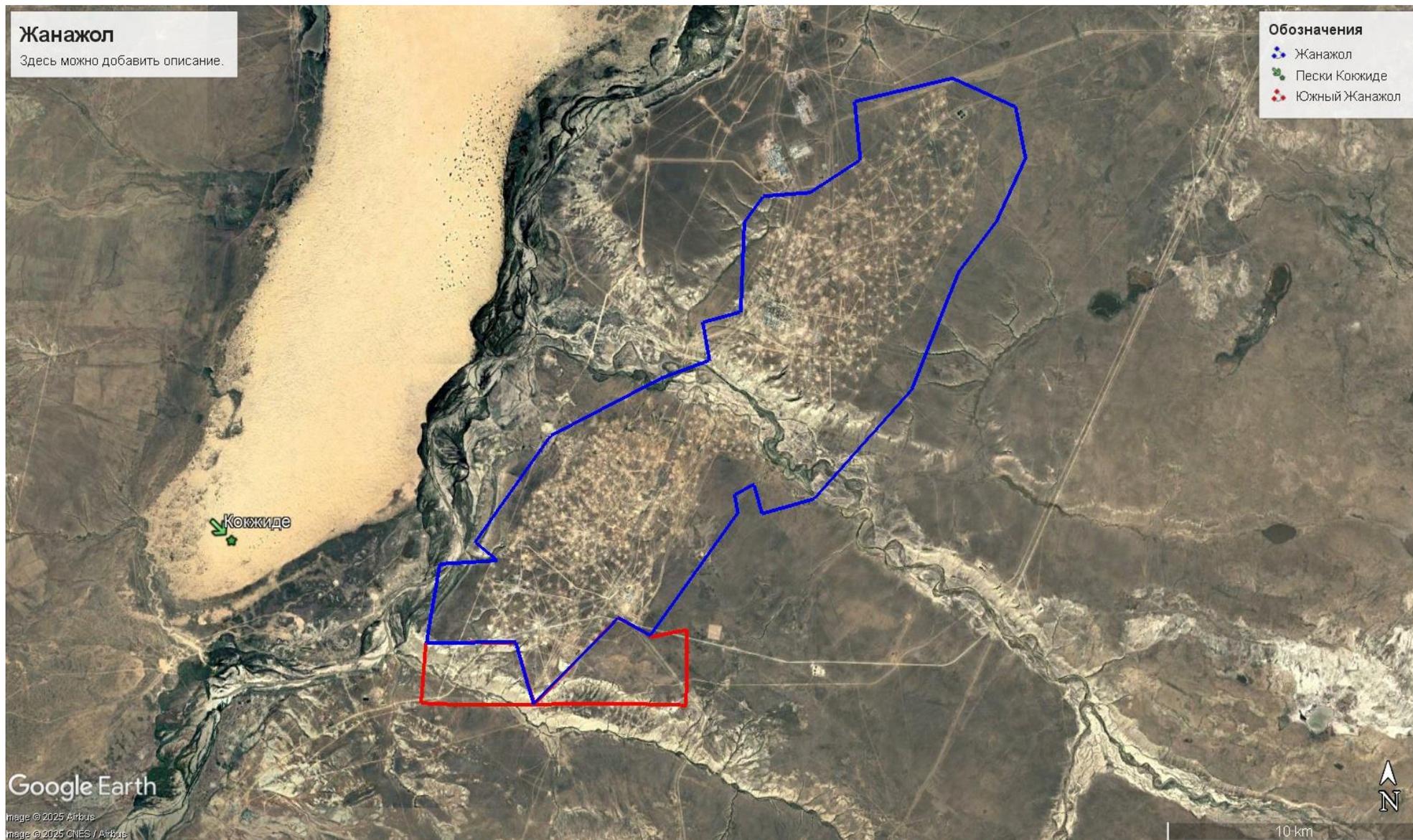


Рис. 5 – Расстояние от проектируемого объекта относительно подземных вод Кокжиде

1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол находится в Мугоджарском районе Актыбинской области РК в 240 км к югу от г. Актобе, между Мугоджарскими горами и долиной реки Эмба.

Ближайшими населенными пунктами являются усадьба совхоза Жанажол, расположенная в 15 км к северо-востоку и действующий нефтепромысел Кенкияк, расположенный в 35 км к северо-западу. Ближайшая железнодорожная станция Эмба на линии Москва - Средняя Азия находится в 100 км от площади. Производственное предприятие НГДУ «Октябрьскнефть» АО «СНПС-Актобемұнайгаз» расположено в городе Кандыгааш, в 130 км на север от месторождения Жанажол.

В непосредственной близости находятся нефтяные месторождения: Алибекмола, Кенкияк надсолевой и подсолевой, Лактыбай, Кокжиде и другие.

Недалеко от месторождения проходят нефтепроводы Атырау – Орск и Кенкияк-Атырау. Строится нефтепровод и проектируется газопровод для транспортировки углеводородов в Китай. Южнее месторождения находится Жанажольский газоперерабатывающий завод, использующий газ рядом расположенных месторождений АО «СНПС-Актобемұнайгаз», откуда проложен газопровод в г. Актобе.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную оврагами. Абсолютные отметки рельефа колеблются от плюс 125м до плюс 270м, минимальные отметки приурочены к долине реки Эмба с юго-запада, ограничивающей территорию месторождения.

Гидрографическая сеть района, в основном представлена рекой Эмба, которая протекает в 2-14 км к юго-западу от месторождения. Вода минерализованная, и используется для технических нужд. Для бытовых целей используется вода из колодцев. Уровень в колодцах и в пойме реки Эмба составляет 2м и более.

Климат района сухой, резко-континентальный, с резкими годовыми и суточными колебаниями температуры и крайне низкой температуры и крайне низкой влажностью. Зимний минимум температуры достигает минус 40⁰С, летний максимум плюс 40⁰С. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем – июль. Для января и февраля месяцев характерны сильные ветры и бураны. Глубина промерзания почвы составляет 1,5-1,8 м. Среднегодовое количество атмосферных осадков невелико и достигает 140-200 мм в год.

Таблица 1.1 - Географические координаты угловых точек к горному отводу месторождения Жанажол

№№ точек	Координаты	
	Северной широты	Восточной долготы
T-1	48° 12' 00"	57° 18' 12"
T-2	48° 13' 18"	57° 17' 36"
T-3	48° 13' 18"	57° 14' 47"
T-4	48° 14' 54"	57° 15' 11"
T-5	48° 15' 00"	57° 17' 00"
T-6	48° 15' 24"	57° 16' 18"
T-7	48° 17' 36"	57° 18' 42"
T-8	48° 18' 48"	57° 22' 12"
T-9	48° 19' 12"	57° 23' 42"
T-10	48° 20' 00"	57° 23' 30"
T-11	48° 20' 12"	57° 24' 42"
T-12	48° 22' 06"	57° 24' 48"
T-13	48° 22' 36"	57° 25' 24"
T-14	48° 22' 42"	57° 26' 54"
T-15	48° 23' 24"	57° 28' 30"
T-16	48° 24' 36"	57° 28' 18"
T-17	48° 25' 06"	57° 31' 24"
T-18	48° 24' 30"	57° 33' 24"

№№ точек	Координаты	
	Северной широты	Восточной долготы
T-19	48° 23' 24"	57° 33' 42"
T-20	48° 22' 06"	57° 32' 48"
T-21	48° 21' 00"	57° 31' 36"
T-22	48° 18' 36"	57° 30' 06"
T-23	48° 16' 18"	57° 27' 00"
T-24	48° 16' 00"	57° 25' 24"
T-25	48° 16' 36"	57° 25' 06"
T-26	48° 16' 24"	57° 24' 30"
T-27	48° 16' 00"	57° 24' 36"
T-28	48° 13' 27"	57° 21' 54"
T-29	48° 13' 48"	57° 20' 48"

Таблица 1.2 - Географические координаты угловых точек запрашиваемого Горного отвода южной части месторождения Жанажол (2022г).

№ № точек	Координаты угловых точек	
	Северной широты	Восточной долготы
1	48° 12' 01"	57° 14' 36"
2	48° 13' 18"	57° 14' 47"
3	48° 13' 18"	57° 17' 36"
4	48° 12' 00"	57° 18' 12"
5	48° 13' 48"	57° 20' 48"
6	48° 13' 27"	57° 21' 54"
7	48° 13' 36"	57° 22' 58"
8	48° 12' 01"	57° 22' 53"
9	48° 11' 60"	57° 21' 0"
10	48° 11' 60"	57° 16' 0"
Координаты центра участка		
	48° 12' 43,7328"	57° 19' 26,742"

1.2. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета

В данном разделе рассмотрено воздействие на атмосферный воздух при осуществлении работ.

Определены возможные источники образования и выделения в атмосферу загрязняющих веществ. Составлен перечень вредных загрязняющих веществ, выбрасываемых в приземный слой атмосферы, подлежащих нормированию. Установлена номенклатура загрязняющих веществ и объем выбросов.

Согласно текущему проектному предусматривается:

Намечаемой деятельностью является реализация проектных решений согласно базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Жанажол».

Текущее состояние компонентов окружающей среды в районе намечаемой деятельности (месторождение Жанажол)

Атмосферный воздух

Климатические условия района

Район месторождения Жанажол относится к резко континентальной климатической зоне с жарким летом и холодной зимой.

По данным ближайшей метеостанции (г. Жанажол / Мугоджарская / Актобе):

- Среднегодовая температура воздуха: +7,2 °С
- Средняя температура января: -10,8 °С
- Средняя температура июля: +22,7 °С
- Среднегодовая скорость ветра: 4,4 м/с
- Преобладающее направление ветра: северо-восток (СВ), восток (В)
- Годовое количество осадков: 348,5 мм

- Число дней со штилем: менее 10% в году

Климат района — резко континентальный, с жарким летом и холодной зимой.

Фоновые показатели атмосферного воздуха

Показатель	Средняя концентрация, мг/м ³	ПДК м.р., мг/м ³	Превышение
Взвешенные вещества (пыль)	0,18	0,30	Нет
Оксид углерода (CO)	1,2	5,0	Нет
Диоксид азота (NO ₂)	0,030	0,085	Нет
Диоксид серы (SO ₂)	0,010	0,050	Нет
Формальдегид	0,003	0,035	Нет

Вывод:

Проведенные измерения показали, что атмосферный воздух в районе месторождения соответствует категории “условно чистый”. Все значения концентраций загрязняющих веществ находятся значительно ниже предельно допустимых норм, установленных санитарными требованиями Республики Казахстан (СанПиН).

На момент подготовки отчета о возможных воздействиях превышений ПДК не установлено. Территория характеризуется благоприятной обстановкой по качеству атмосферного воздуха.

По данным ближайшей метеостанции, концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (NO₂, SO₂, CO, пыль, формальдегид и пр.) не превышают предельно допустимых значений и характеризуют воздух как условно чистый.

Сведения по мониторингу воздействия на атмосферный воздух

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
ФУ "Юг" 500 метров 48.140282 57.211013	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0842	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0697	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0588	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0045	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,62	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,711	Нет превышений	Не требуется
ФУ "Юг" 1000 метров 48.140282 57.211013	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0824	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0659	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0567	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0043	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,4	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,675	Нет превышений	Не требуется
ФУ "Юг" 1500 метров 48.140282 57.211013	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0797	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0623	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0532	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0041	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,19	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,655	Нет превышений	Не требуется
ФУ "Север" 500 метров 48.182549 57.234607	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0793	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0682	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0623	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0049	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Углерод оксид	5	3,5	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,596	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,062	Нет превышений	Не требуется
ФУ "Север" 1000 метров 48.182549 57.234607	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0775	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0649	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0603	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0047	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,27	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,554	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,058	Нет превышений	Не требуется
ФУ "Север" 1500 метров 48.182549 57.234607	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0744	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0611	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0564	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0045	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,06	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,499	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,052	Нет превышений	Не требуется
Граница жилой зоны п. Жанажол 48.268011 57.2553109	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0872	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0794	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0697	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0059	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,85	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,752	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,065	Нет превышений	Не требуется
Граница жилой зоны п. Сага 48.29912	Формальдегид	0.05	0,039	Нет превышений	Не требуется
	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0824	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0733	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0629	Нет превышений	Не требуется

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
57.27874	Сероводород	0.008	0,0051	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,17	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,543	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,049	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,034	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Север 47.5233202 57.3436776	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0745	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0631	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0592	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0049	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	2,88	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,536	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,051	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,025	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Северо-восток 47.5235486 57.2025223	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0721	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0607	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0522	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0042	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,39	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,634	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,047	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,029	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Восток 47.5759585 57.2551074	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0833	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0659	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0572	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0045	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,26	Нет превышений	Не требуется

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Углеводороды C12-C19	1	0,606	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,051	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,031	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Юго-восток 47.581455 57.344798	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0721	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0643	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0608	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0049	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	2,96	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,637	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,049	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,026	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Юг 47.5416961 57.2159554	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0755	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0668	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0553	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0048	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,2	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,551	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,048	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,027	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Юго-запад 47.49006 57.252279	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0702	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0593	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0586	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0044	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	3,37	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,627	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,045	Нет превышений	Не требуется
Формальдегид	0.05	0,029	Нет превышений	Не требуется	
Граница С33 Запад	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0726	Нет превышений	Не требуется

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
47.4953974 57.284741	Азот (II) оксид	0.4	0,0631	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0575	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0048	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	2,77	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,668	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,048	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид	0.05	0,027	Нет превышений	Не требуется
Граница С33 Северо-запад 47.4543837 57.1553677	Азота (IV) диоксид	0.2	0,0716	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0,0593	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид	0.5	0,0548	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород	0.008	0,0047	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов	0.00005	не обн.	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид	5	2,59	Нет превышений	Не требуется
	Углеводороды C12-C19	1	0,533	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0,046	Нет превышений	Не требуется
Формальдегид	0.05	0,029	Нет превышений	Не требуется	
Площадка УУЗГ м/р Жанажол Север 48.19423 57.26568	Пыль неорганическая (70-20%)	0.3	0,0735	Нет превышений	Не требуется
Площадка УУЗГ м/р Жанажол ЮГ 48.193961 57.270572	Пыль неорганическая (70-20%)	0.3	0,0788	Нет превышений	Не требуется
Площадка УУЗГ м/р Жанажол Запад 48.23276 57.25404	Пыль неорганическая (70-20%)	0.3	0,0824	Нет превышений	Не требуется
Площадка УУЗГ м/р Жанажол Восток 48.23857 57.256142	Пыль неорганическая (70-20%)	0.3	0,0769	Нет превышений	Не требуется

Почвенно-растительный покров на территории месторождения Жанажол

Территория месторождения Жанажол расположена в зоне сухих степей, на границе с полупустынной природной зоной. Почвенно-растительный покров формировался в условиях резко континентального климата, ограниченного количества атмосферных осадков и повышенного испарения.

Почвенный покров представлен преимущественно светло-каштановыми почвами супесчаного и суглинистого механического состава, с отдельными участками засоленных и солонцеватых почв.

По результатам фонового обследования:

- Тип почв: светло-каштановые, супесчаные
- рН среды: 7,4–8,1 (слабощелочная)
- Гумус: 1,3–1,6 % (низкое содержание)
- Механический состав: среднесупесчаный
- Структура: зернистая, плотность средняя
- Массовая доля нефтепродуктов: ≤ 35 мг/кг (ПДК — 100 мг/кг)
- Содержание тяжёлых металлов: в пределах допустимых норм:
 - Свинец — 9–12 мг/кг (ПДК — 32 мг/кг)
 - Медь — 13–18 мг/кг (ПДК — 66 мг/кг)
 - Цинк — 28–37 мг/кг (ПДК — 220 мг/кг)
 - Кадмий — $< 0,4$ мг/кг (ПДК — 2 мг/кг)

Загрязнение почв техногенного характера не выявлено. Почвы характеризуются как условно фоновые-чистые.

Растительный покров участка формируется в условиях аридного климата и представлен типичными видами для зоны сухих степей и полупустынь. Основу фитоценоза составляют:

- Полынь (*Artemisia* spp.)
- Типчак (*Festuca valesiaca*)
- Житняк (*Agropyron desertorum*)
- Солянка (*Salsola* spp.)
- Эфемеры (песчанка, мятлик)

Проективное покрытие: 10–20%

Высота травостоя: 10–25 см

Древесная растительность: отсутствует

Кустарниковая растительность: встречается единично (карагай, джузгун)

Редких и охраняемых видов, занесённых в Красную книгу РК, на обследованной территории не зафиксировано.

Общее состояние растительного покрова — стабильное, слабо нарушенное. Участки с нарушенной растительностью (разреженные покровы, выдувы, следы проезда техники) выявлены локально, преимущественно вдоль существующих технологических дорог.

Животный и растительный мир на территории месторождения Жанажол

Территория месторождения Жанажол расположена в природной зоне сухих степей, на границе с полупустынным ландшафтом. Биота региона формировалась в условиях резко континентального климата, малоснежных зим и засушливых лет, ограниченного растительного покрова и бедных кормовых условий.

Растительный мир

Флора представлена ксерофитной и ксеропсаммофитной растительностью, характерной для сухих степей и полупустынь.

- Доминирующие виды растений: полынь (*Artemisia* spp.), типчак (*Festuca valesiaca*), житняк (*Agropyron desertorum*), солянка (*Salsola* spp.), эфемеры (мятлик, песчанка)
- Проективное покрытие: 10–25%
- Высота травостоя: 10–30 см

- Деревья: отсутствуют
- Кустарники: единичные экземпляры карагая, джужгуна, тамариска
- Редкие и охраняемые виды растений: не выявлены

По результатам обследования, признаки деградации растительного покрова отсутствуют, общее состояние флоры оценивается как удовлетворительное, фонового типа. Нарушения фиксируются локально вдоль существующих технологических трасс и временных дорог.

Животный мир

Фауна представлена видами, характерными для сухостепных и полупустынных экосистем. На момент обследования зарегистрированы:

- Млекопитающие: лисица (*Vulpes vulpes*), суслик малый (*Spermophilus pygmaeus*), хорёк степной (*Mustela eversmanii*), еж ушастый (*Hemiechinus auritus*), тушканчик (*Allactaga elater*)
- Птицы: жаворонок (*Alauda arvensis*), куропатка (*Perdix perdix*), ворона серая (*Corvus cornix*), сипуха (*Tyto alba*), журавль серый (*Grus grus*)
- Пресмыкающиеся: ящерица степная (*Eremias arguta*), уж обыкновенный (*Natrix natrix*), гадюка степная (*Vipera ursinii*)
- Редкие и охраняемые виды, занесённые в Красную книгу РК: не зафиксированы

Заключение

Животный и растительный мир территории характеризуется естественным фоновым состоянием. Участок не пересекается с особо охраняемыми природными территориями (ООПТ), местами гнездования редких птиц, миграционными путями копытных и другими биологически значимыми объектами.

Флора на территории месторождения Жанажол

Флора месторождения Жанажол сформирована в условиях резко континентального климата, ограниченного количества осадков и выраженного дефицита влаги. Территория расположена в зоне сухих степей, на переходе к полупустынному ландшафту.

Почвенно-климатические условия обуславливают развитие ксерофитной и полупустынной растительности, устойчивой к засухе и ветровой эрозии. Основу растительности составляют полынно-злаковые и солянковые сообщества.

Флористический состав:

- Преобладающие виды:
 - Полынь серая (*Artemisia lerchiana*)
 - Полынь Лерхе (*Artemisia austriaca*)
 - Типчак (*Festuca valesiaca*)
 - Житняк (*Agropyron desertorum*)
 - Эфемеры (мятлик, песчанка)
 - Солянка (*Salsola arbuscula*)
 - Верблюжья колючка (*Alhagi pseudalhagi*)
- Кустарниковая растительность: встречается крайне ограниченно. Отмечены единичные экземпляры:
 - Карагай (*Haloxylon aphyllum*)
 - Джужгун (*Calligonum spp.*)
 - Тамариск (*Tamarix spp.*)

- Древесные породы: отсутствуют

Характеристики растительного покрова:

- Проективное покрытие: 10–25%
- Высота травостоя: 10–30 см
- Биоразнообразие: среднее, характерно для данной природной зоны
- Степень антропогенного воздействия: минимальная, локальные нарушения зафиксированы вдоль существующих дорог и у мест временного хранения техники

Охраняемые виды:

В ходе обследования редких, исчезающих или эндемичных видов растений, занесённых в Красную книгу Республики Казахстан, не зафиксировано.

Заключение:

Флора территории месторождения Жанажол соответствует фоновому типу для зоны сухих степей. Экосистема демонстрирует стабильность и адаптацию к природным условиям региона. Потенциальное воздействие на растительность при реализации проекта требует минимизации механических нарушений на этапе строительства и временного размещения техники.

Социально-экономическая среда на территории месторождения Жанажол

Территория месторождения Жанажол расположена в пределах Мугоджарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Район характеризуется малой плотностью населения, сельскохозяйственной направленностью экономики и ограниченным развитием инфраструктуры.

1. Населённые пункты

Ближайший населённый пункт: село Жагабулак, расположенное в 12 км от контрактной территории.

Областной центр: г. Актобе, находится в 240 км от месторождения.

Плотность населения в районе: около 2–3 чел./км².

Национальный состав: преимущественно казахи, также русские, татары, узбеки.

2. Характеристика местной экономики

Основные виды деятельности населения — животноводство, растениеводство и сезонные виды занятости.

Промышленных предприятий вблизи месторождения нет.

Доходы населения формируются за счёт личного подсобного хозяйства, государственных пособий и временной занятости.

Уровень безработицы — около 5–6%.

3. Инфраструктура и социальные объекты

Функционируют: школа, сельская амбулатория, дом культуры, почтовое отделение, магазины.

Централизованного водоснабжения и канализации нет — используются колодцы и выгребные ямы.

Связь: сотовая, интернет — ограниченный.

Дороги: преимущественно грунтовые, проезд затруднён в осенне-зимний период.

4. Особо охраняемые территории и культурное наследие

ООПТ, памятники истории и культуры, религиозные объекты и зоны массового отдыха в зоне проектирования отсутствуют.

Пески Кокжиде находятся на расстоянии не менее 6 км.

Территория не затрагивает пастбища, сенокосы и земли постоянного землепользования населения.

Вывод:

Социально-экономическая среда района характеризуется как стабильная, слабо урбанизированная, с преобладанием сельского населения и низким уровнем техногенной нагрузки. Реализация проекта при соблюдении природоохранных норм не окажет существенного негативного воздействия на условия жизни населения.

1.3. Краткая характеристика физико-географических и климатических условий

1.3.1 Природно-климатические условия

Климат района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Преобладает воточный ветер, средняя годовая скорость ветра 2,6 м/с.

Таблица 1.3.1. – Метеорологические данные

По данным МС Мугоджарская по Мугалжарскому району

2024 (месяц)	Сред. темп-а воздуха (С°)	Макс. темп-а воздуха (С°)	Мин. темп-а воздуха (С°)	Влажность воздуха (%)	Атмосферное давление (гПа)	Осадки (мм)	Средняя скорость ветра (м/с)	Максимальная скорость ветра (м/с)
Январь	-10,8	-16	-26,5	69	989,5	31,6	5,3	20
Февраль	-9,6	2,2	-27,9	69	994,2	29	5,9	24
Март	-3	9,3	-14,8	73	986,9	28,8	4,0	18
Апрель	13,6	27,4	14	58	989,8	11,6	3,9	12
Май	13,9	29,8	22	57	985,3	15,5	4,2	20
Июнь	23,6	38,4	9,7	49	980,8	113,7	4,3	16
Июль	22,7	34,1	11,1	48	977,2	37,1	3,9	17
Август	21,4	36,4	11,1	48	981,2	10,2	3,3	16
Сентябрь	15,5	26	5	48	994,9	0	4,4	18
Октябрь	7,1	24,4	-6,4	64	991,0	41,5	4,8	20
Ноябрь	-0,8	10,9	-8,1	72	992,1	18,6	5,0	24
Декабрь	-6,7	0,4	-14,5	75	995,9	10,9	4,0	18
За год	7,2	38,4	-27,9	61	988	348,5	4,4	24

макс. скорость ветра	штиль (число случаев)	средн. скорость	Повторяемость направлений в процентах скорость (С) по румбам							
			с	св	в	юв	ю	юз	з	сз
21м/с	185	2,6м/с	2	23	13	16	9	11	10	16

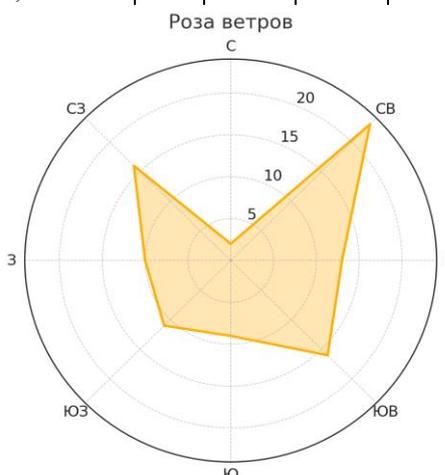


Рис. 6 – Роза ветров

МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Обеспечение качества означает разработку системы мероприятий, направленных на обеспечение соответствия измерений установленным стандартам качества.

Для обеспечения качества и достоверности инструментальных замеров необходимо следующее:

- отбор и анализ проб проводить в соответствии с установленными методами;
- проводить отбор проб поверенными и сертифицированными приборами;
- использовать стандартные процедуры обращения с пробами и их транспортировки;
- проведение анализа с использованием установленной лабораторной практики;
- проведение анализа в сертифицированных/аккредитованных лабораториях;
- проводить калибровку оборудования в соответствии с установленными методами;
- участие в межлабораторных оценках.

Атмосферный воздух – Газоанализатор (Переносной автоматический газоанализатор ГАНК-4 (А, Р, АР) с принудительным отбором проб воздуха, предназначен для измерения концентрации загрязняющих и вредных химических веществ, содержащихся в атмосфере, в воздухе рабочей зоны, в замкнутых помещениях и в промышленных выбросах.), Аспираторы ПУ 4Э, ПУ 3Э, Хроматэк, напорная трубка.

Почва, вода – пробоотборник, анализатор жидкости, рН метр, анализатор растворенного кислорода, кондуктометр, спектрофотометр, спектрометр.

1.3.2 Подземные воды

Риска загрязнения подземных вод нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроено специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

Опасные отходы собираются в герметичную тару на гидроизолированных площадках, и вывозятся по мере заполнения на базу предприятия для утилизации. Твёрдо-бытовые отходы будут собираться в закрытые баки-контейнеры, располагаемые на оборудованных площадках и в дальнейшем вывозиться на полигон ТБО по договору.

С целью исключения засорения водных объектов в процессе осуществления намечаемой деятельности предусматривается проведение плановой уборки территории. Не допускается открытое размещение отходов на территории участка.

Поверхностные воды на территории месторождения отсусвуют.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды

Работы не обуславливают загрязнение токсичными компонентами подземных вод, так как осуществляемые при этом процессы инфильтрации подземных вод идентичны исходным природным (до проведения разведки). Непосредственного влияния на подземные воды проведение работ не оказывает.

Минерализация и загрязнение подземных вод в процессе реализации проектных решений при соблюдении правил проведения добычи углеводородного сырья исключаются.

Оценка последствий воздействия на подземные воды осуществляется на основании методологии, рекомендованной Инструкцией по организации и проведению экологической оценки.

Таким образом, намечаемая деятельность вредного воздействия на качество подземных вод и вероятность их загрязнения не окажет. Общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается как допустимое (средняя значимость воздействия).

Целью охраны подземных вод является получение информации о качественном составе подземных вод в результате антропогенной деятельности в процессе проведении работ на месторождении.

Для выявления влияния деятельности предприятия на подземные воды проводится химический анализ проб.

Пески Кокжиде.

Реализация намечаемой деятельности **не окажет негативного влияния на подземные пресные воды месторождения Кокжиде**, так как:

- Месторождение Кокжиде расположено на расстоянии не менее **6 км** от крайней точки границы горного отвода, планируемые скважины планируется расположить еще дальше, что обеспечивает природный барьер и исключает возможность прямого гидрогеологического взаимодействия.

- Скважины будут буриться в продуктивные горизонты, не связанные с водоносными пластами пресных подземных вод.

- Будут применяться современные технологии бурения с обязательным использованием **герметичных обсадных колонн и цементации**, что предотвращает перетоки пластовых и подземных вод.

- На объекте предусмотрены **санитарно-защитные зоны**, исключающие попадание загрязняющих веществ в почву и подземные горизонты.

Таким образом, проект не представляет риска для состояния подземных вод и не повлияет на качественные и количественные характеристики месторождения Кокжиде.

1.3.2.1. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Предотвращение загрязнения водных ресурсов

Контроль за утилизацией сточных вод:

Все сточные воды будут вывозиться по Договору со специализированной организацией.

Изоляция нефтепромысловых стоков:

Строительство герметичных резервуаров для хранения отходов бурения и других загрязняющих веществ.

Снижение рисков разливов нефти:

Регулярное техническое обслуживание трубопроводов и оборудования.

Создание аварийных бригад и систем быстрого реагирования на утечки нефти.

Инженерная защита скважин – многоступенчатая обсадка и качественная цементация для изоляции водоносных горизонтов.

Систематический мониторинг – регулярный контроль состояния подземных вод (уровень, химический состав) на контрольных скважинах в зоне влияния.

Организация санитарно-защитной зоны – исключение размещения производственных и бытовых объектов вблизи потенциально уязвимых участков.

1.3.2.2. Рациональное использование воды

Рециркуляция и повторное использование воды:

Применение замкнутых систем водоснабжения для буровых процессов.

Повторное использование очищенных сточных вод в технологических процессах.

Оптимизация водопотребления:

Использование технологий, снижающих объемы воды, необходимых для бурения и закачки в пласт.

Использование технологий управления водным балансом:

Инъекционные системы для поддержания пластового давления.

1.3.2.3. Защита подземных вод

Изоляция зон водоносных горизонтов:

Применение специальных обсадных колонн и цементирования скважин для предотвращения проникновения нефти и буровых растворов в водоносные слои.

Предотвращение загрязнения водоемов:

На территории месторождения водоемы отсутствуют.

1.3.2.4. Экологический мониторинг и контроль

Организация системы мониторинга:

Предусматривается проведение ежеквартального экологического мониторинга.

Ведение отчетности:

Отчет по производственному экологическому контролю предоставляется ежеквартально на портал <https://ndbecology.gov.kz/>

Сведения по мониторингу воздействия на водные ресурсы

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Водозаборная скважина 1 В 49.0158777 с.ш. 58.45114 в.д.	рН	Не регл-ся	7.13	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регл-ся	5.6	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регл-ся	485.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	152.5	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регл-ся	161.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регл-ся	112.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Медь	Не регл-ся	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регл-ся	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регл-ся	2.5	-	Не требуется
	ХПК	Не регл-ся	6.7	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регл-ся	6.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регл-ся	51.1	-	Не требуется
	Магний	Не регл-ся	37.1	-	Не требуется
	АПАВ	Не регл-ся	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регл-ся	0.27	-	Не требуется
	Нитриты	Не регл-ся	0.021	-	Не требуется
	Нитраты	Не регл-ся	0.053	-	Не требуется
Железо общее	Не регл-ся	0.027	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регл-ся	0.0085	-	Не требуется	
Сероводород	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется	
Водозаборная скважина 2 А А49.015841 с.ш. 58.435711 в.д.	рН	Не регл-ся	7.46	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регл-ся	5.55	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регл-ся	508.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	152.5	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регл-ся	187.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регл-ся	109.0	-	Не требуется
Фосфаты	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Медь	Не регл-ся	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регл-ся	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регл-ся	2.3	-	Не требуется
	ХПК	Не регл-ся	6.1	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регл-ся	2.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регл-ся	56.11	-	Не требуется
	Магний	Не регл-ся	33.44	-	Не требуется
	АПАВ	Не регл-ся	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регл-ся	0.24	-	Не требуется
	Нитриты	Не регл-ся	0.26	-	Не требуется
	Нитраты	Не регл-ся	0.57	-	Не требуется
	Железо общее	Не регл-ся	0.067	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регл-ся	0.020	-	Не требуется
Сероводород	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется	
Водозаборная скважина 10 В 49.254841 с.ш. 58.43587 в.д.	рН	Не регл-ся	7.31	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регл-ся	6.2	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регл-ся	518.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	164.7	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регл-ся	153.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регл-ся	131.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Медь	Не регл-ся	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регл-ся	0.0058	-	Не требуется
	Кадмий	Не регл-ся	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регл-ся	2.4	-	Не требуется
ХПК	Не регл-ся	4.9	-	Не требуется	
Взвешенные в-ва	Не регл-ся	6.2	-	Не требуется	
Кальций	Не регл-ся	62.12	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)	
	Магний	Не регл-ся	37.7	-	Не требуется	
	АПАВ	Не регл-ся	<0.025	-	Не требуется	
	Азот аммонийный	Не регл-ся	0.58	-	Не требуется	
	Нитриты	Не регл-ся	0.13	-	Не требуется	
	Нитраты	Не регл-ся	1.05	-	Не требуется	
	Железо общее	Не регл-ся	0.009	-	Не требуется	
	Нефтепродукты	Не регл-ся	0.026	-	Не требуется	
	Сероводород	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется	
Водозаборная скважина 18 А 49.282513 с.ш. 58.487421 в.д.	рН	Не регл-ся	7.29	-	Не требуется	
	Жесткость общая	Не регл-ся	5.7	-	Не требуется	
	Сухой остаток	Не регл-ся	509.0	-	Не требуется	
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	158.6	-	Не требуется	
	Карбонаты	Не регл-ся	<8.0	-	Не требуется	
	Хлориды	Не регл-ся	165.0	-	Не требуется	
	Сульфаты	Не регл-ся	125.0	-	Не требуется	
	Фосфаты	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется	
	Медь	Не регл-ся	<0.0005	-	Не требуется	
	Цинк	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется	
	Никель	Не регл-ся	0.0058	-	Не требуется	
	Кадмий	Не регл-ся	<0.0001	-	Не требуется	
	Свинец	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется	
	БПК ₅	Не регл-ся	2.3	-	Не требуется	
	ХПК	Не регл-ся	5.3	-	Не требуется	
	Взвешенные в-ва	Не регл-ся	3.5	-	Не требуется	
	Кальций	Не регл-ся	60.12	-	Не требуется	
	Магний	Не регл-ся	32.83	-	Не требуется	
	АПАВ	Не регл-ся	0.033	-	Не требуется	
	Азот аммонийный	Не регл-ся	0.4	-	Не требуется	
	Нитриты	Не регл-ся	0.09	-	Не требуется	
	Нитраты	Не регл-ся	1.2	-	Не требуется	
	Железо общее	Не регл-ся	0.066	-	Не требуется	
	Нефтепродукты	Не регл-ся	0.026	-	Не требуется	
	Сероводород	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется	
		рН	Не регл-ся	7.57	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Водозаборная скважина 19 В 49.332058 с.ш. 58.508745 в.д.	Жесткость общая	Не регл-ся	5.6	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регл-ся	481.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	152.5	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регл-ся	183.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регл-ся	129.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Медь	Не регл-ся	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регл-ся	0.0058	-	Не требуется
	Кадмий	Не регл-ся	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регл-ся	2.6	-	Не требуется
	ХПК	Не регл-ся	5.1	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регл-ся	5.1	-	Не требуется
	Кальций	Не регл-ся	51.1	-	Не требуется
	Магний	Не регл-ся	37.09	-	Не требуется
	АПАВ	Не регл-ся	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регл-ся	0.38	-	Не требуется
	Нитриты	Не регл-ся	0.22	-	Не требуется
Нитраты	Не регл-ся	1.35	-	Не требуется	
Железо общее	Не регл-ся	0.069	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регл-ся	0.028	-	Не требуется	
Сероводород	Не регл-ся	<0.002	-	Не требуется	
Водозаборная скважина 24 А 49.3900514 с.ш. 58.529896 в.д.	рН	Не регл-ся	7.02	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регл-ся	5.55	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регл-ся	528.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	183.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регл-ся	153.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регл-ся	138.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется
	Медь	Не регл-ся	<0.0005	-	Не требуется
Цинк	Не регл-ся	<0.005	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Никель	Не регла-ся	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регла-ся	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регла-ся	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регла-ся	2.4	-	Не требуется
	ХПК	Не регла-ся	5.9	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регла-ся	4.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регла-ся	56.11	-	Не требуется
	Магний	Не регла-ся	33.44	-	Не требуется
	АПАВ	Не регла-ся	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регла-ся	0.38	-	Не требуется
	Нитриты	Не регла-ся	0.076	-	Не требуется
	Нитраты	Не регла-ся	1.15	-	Не требуется
	Железо общее	Не регла-ся	0.089	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регла-ся	0.024	-	Не требуется
Сероводород	Не регла-ся	<0.002	-	Не требуется	
Река Эмба 500 м до слияния с р.Темир	рН	6.0-9.0	7.23	Нет превышений	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	146.4	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	350	143.0	Нет превышений	Не требуется
	Сульфаты	500	116.0	Нет превышений	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.44	Нет превышений	Не требуется
	Медь	1	<0.0005	Нет превышений	Не требуется
	Цинк	5	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Никель	0.1	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0.0001	Нет превышений	Не требуется
	Свинец	0.03	<0.002	Нет превышений	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.013	Нет превышений	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.24	Нет превышений	Не требуется
	Нитраты	45	1.59	Нет превышений	Не требуется
	ХПК	30	10.3	Нет превышений	Не требуется
	БПК ₅	6	3.9	Нет превышений	Не требуется
	АПАВ	0.5	0.063	Нет превышений	Не требуется
Жесткость общая	7	4.6	Нет превышений	Не требуется	
Сухой остаток	1000	417.0	Нет превышений	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Взвешенные в-ва	-	3.2	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	1.2	Нет превышений	Не требуется
	Кальций	-	42.08	-	Не требуется
	Магний	-	30.4	-	Не требуется
	Железо общее	0.3	0.042	Нет превышений	Не требуется
	Кислород растворенный	не менее 4	7.3	Нет превышений	Не требуется
Река Эмба 500 м после слияния с р. Темир	рН	6.0-9.0	7.15	Нет превышений	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	140.3	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	350	138.0	Нет превышений	Не требуется
	Сульфаты	500	91.0	Нет превышений	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.41	Нет превышений	Не требуется
	Медь	1	<0.0005	Нет превышений	Не требуется
	Цинк	5	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Никель	0.1	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0.0001	Нет превышений	Не требуется
	Свинец	0.03	<0.002	Нет превышений	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.026	Нет превышений	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.71	Нет превышений	Не требуется
	Нитраты	45	2.31	Нет превышений	Не требуется
	ХПК	30	9.1	Нет превышений	Не требуется
	БПК ₅	6	3.6	Нет превышений	Не требуется
	АПАВ	0.5	0.034	Нет превышений	Не требуется
	Жесткость общая	7	4.55	Нет превышений	Не требуется
	Сухой остаток	1000	415.0	Нет превышений	Не требуется
	Взвешенные в-ва	-	6.8	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.73	Нет превышений	Не требуется
	Кальций	-	57.11	Нет превышений	Не требуется
	Магний	-	20.67	Нет превышений	Не требуется
Железо общее	0.3	0.037	Нет превышений	Не требуется	
Кислород растворенный	не менее 4	7.2	Нет превышений	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
500 м до слияния с р.Атжаксы	рН	6.0-9.0	7.21	Нет превышений	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	128.1	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	350	119.0	Нет превышений	Не требуется
	Сульфаты	500	91.0	Нет превышений	Не требуется
	Фосфаты	3.5	1.25	Нет превышений	Не требуется
	Медь	1	<0.0005	Нет превышений	Не требуется
	Цинк	5	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Никель	0.1	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0.0001	Нет превышений	Не требуется
	Свинец	0.03	<0.002	Нет превышений	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.021	Нет превышений	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.26	Нет превышений	Не требуется
	Нитраты	45	1.5	Нет превышений	Не требуется
	ХПК	30	7.9	Нет превышений	Не требуется
	БПК ₅	6	3.2	Нет превышений	Не требуется
	АПАВ	0.5	0.027	Нет превышений	Не требуется
	Жесткость общая	7	4.65	Нет превышений	Не требуется
	Сухой остаток	1000	384.0	Нет превышений	Не требуется
	Взвешенные в-ва	-	4.9	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.51	Нет превышений	Не требуется
Кальций	-	50.1	-	Не требуется	
Магний	-	26.14	-	Не требуется	
Железо общее	0.3	0.051	Нет превышений	Не требуется	
Кислород растворенный	не менее 4	7.1	Нет превышений	Не требуется	
500 м после слияния с р.Атжаксы	рН	6.0-9.0	7.1	Нет превышений	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	122.0	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	350	153.0	Нет превышений	Не требуется
	Сульфаты	500	100.0	Нет превышений	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.59	Нет превышений	Не требуется
	Медь	1	<0.0005	Нет превышений	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Цинк	5	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Никель	0.1	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0.0001	Нет превышений	Не требуется
	Свинец	0.03	<0.002	Нет превышений	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.026	Нет превышений	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.25	Нет превышений	Не требуется
	Нитраты	45	1.23	Нет превышений	Не требуется
	ХПК	30	7.3	Нет превышений	Не требуется
	БПК ₅	6	3.1	Нет превышений	Не требуется
	АПАВ	0.5	<0.025	Нет превышений	Не требуется
	Жесткость общая	7	5.3	Нет превышений	Не требуется
	Сухой остаток	1000	410.0	Нет превышений	Не требуется
	Взвешенные в-ва	-	4.2	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.52	Нет превышений	Не требуется
	Кальций	-	48.1	-	Не требуется
	Магний	-	35.26	-	Не требуется
Железо общее	0.3	0.057	Нет превышений	Не требуется	
Кислород растворенный	не менее 4	7.1	Нет превышений	Не требуется	
Река Атжаксы 500 м до слияния с р.Эмба	рН	6.0-9.0	7.3	Нет превышений	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	128.1	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	350	145.0	Нет превышений	Не требуется
	Сульфаты	500	122.0	Нет превышений	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.89	Нет превышений	Не требуется
	Медь	1	<0.0005	Нет превышений	Не требуется
	Цинк	5	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Никель	0.1	<0.005	Нет превышений	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0.0001	Нет превышений	Не требуется
	Свинец	0.03	<0.002	Нет превышений	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.029	Нет превышений	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.38	Нет превышений	Не требуется
	Нитраты	45	1.52	Нет превышений	Не требуется
ХПК	30	8.2	Нет превышений	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	БПК ₅	6	2.9	Нет превышений	Не требуется
	АПАВ	0.5	0.064	Нет превышений	Не требуется
	Жесткость общая	7	4.3	Нет превышений	Не требуется
	Сухой остаток	1000	389.0	Нет превышений	Не требуется
	Взвешенные в-ва	-	4.1	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.74	Нет превышений	Не требуется
	Кальций	-	46.09	-	Не требуется
	Магний	-	24.32	-	Не требуется
	Железо общее	0.3	0.12	Нет превышений	Не требуется
Кислород растворенный	не менее 4	7.2	Нет превышений	Не требуется	
Скважина В - 1	Уровень воды	Не регламентируется	4.3	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.8	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.26	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1011.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	288.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	331.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	245.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.31	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.3	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	6.7	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	12.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	74.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	51.07	-	Не требуется
АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется	
Азот аммонийный	Не регламентируется	1.26	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Нитриты	Не регламентируется	0.32	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.23	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.35	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.028	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 2	Уровень воды	Не регламентируется	4.0	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.8	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.31	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.4	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1036.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	319.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	321.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	199.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.56	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.7	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	11.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	84.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	38.91	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	1.25	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.24	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.45	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.27	-	Не требуется
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Уровень воды	Не регламентируется	3.6	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скважина В - 3	Температура	Не регламентируется	11.3	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.15	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.65	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1011.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	359.9	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	351.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	212.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.41	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.4	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.2	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	12.3	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	86.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	40.74	-	Не требуется
	АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	1.23	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.13	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.99	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	0.35	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.34	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 4	Уровень воды	Не регламентируется	3.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.3	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	6.89	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.6	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	831.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	262.3	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Хлориды	Не регламентируется	295.6	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	169.3	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.26	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	6.7	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	16.8	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	77.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	45.6	-	Не требуется
	АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.15	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.23	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.3	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.2	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 5	Уровень воды	Не регламентируется	4.0	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.5	-	Не требуется
	pH	Не регламентируется	7.04	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.75	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	910.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	317.2	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	312.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	189.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.43	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.8	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.7	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.6	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	74.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	49.25	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.21	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.35	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.26	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.92	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В-7	Уровень воды	Не регламентируется	4.3	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.8	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.53	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.8	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1036.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	402.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	398.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	241.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.51	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется	
ХПК	Не регламентируется	8.7	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	89.18	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	40.74	-	Не требуется
	АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.47	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.25	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.24	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.50	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.022	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В-8	Уровень воды	Не регламентируется	5.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.4	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.26	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.0	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	918.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	292.8	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	302.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	222.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.68	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.4	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.8	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	86.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	44.99	-	Не требуется
АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется	
Азот аммонийный	Не регламентируется	0.21	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Нитриты	Не регламентируется	0.19	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.45	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.49	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.038	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 9	Уровень воды	Не регламентируется	10.8	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.0	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.11	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.05	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	989.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	317.2	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	320.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	223.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.38	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.3	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.3	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	11.0	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	84.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	46.82	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.08	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	1.3	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.43	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.35	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.35	-	Не требуется
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.037	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Уровень воды	Не регламентируется	10.4	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скважина В - 11	Температура	Не регламентируется	10.1	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	6.92	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	9.3	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1008.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	347.7	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	353.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	210.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1.52	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.2	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.3	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	11.8	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	88.18	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	59.58	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.035	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.49	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.24	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.96	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	1.13	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.023	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 12	Уровень воды	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.7	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.31	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	945.3	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	329.4	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Хлориды	Не регламентируется	333.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	201.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.71	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.8	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	6.8	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	11.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	79.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	48.03	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.81	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.034	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.53	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.15	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 13	Уровень воды	Не регламентируется	8.8	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.2	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.06	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.95	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	898.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	311.1	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	299.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	185.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.63	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.6	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.1	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.8	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	81.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	47.42	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.76	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.13	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.19	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.33	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.034	-	Не требуется
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 14	Уровень воды	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.5	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.3	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.75	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	805.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	256.2	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	271.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	175.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.57	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
БПК ₅	Не регламентируется	2.3	-	Не требуется	
ХПК	Не регламентируется	6.3	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	6.7	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	71.14	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	51.07	-	Не требуется
	АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.43	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.084	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.01	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.34	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.32	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 15	Уровень воды	Не регламентируется	8.2	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.3	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.42	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.1	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	962.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	366.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	323.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	208.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.58	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.4	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	7.6	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	80.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	49.86	-	Не требуется
АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется	
Азот аммонийный	Не регламентируется	0.61	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Нитриты	Не регламентируется	0.31	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.19	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.42	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.044	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 16	Уровень воды	Не регламентируется	8.4	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.2	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	6.84	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	6.85	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1132.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	359.9	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	365.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	252.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.65	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.2	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	9.8	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	12.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	78.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	35.87	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.53	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.13	-	Не требуется
Нитраты	Не регламентируется	0.55	-	Не требуется	
Железо общее	Не регламентируется	1.11	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.033	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Уровень воды	Не регламентируется	10.7	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скважина В - 17	Температура	Не регламентируется	10.5	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	6.72	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.2	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	991.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	323.3	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	351.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	203.2	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.71	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.1	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.7	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	8.6	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	82.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	37.7	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.86	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.078	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.91	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	0.52	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.028	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 18	Уровень воды	Не регламентируется	10.8	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.2	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.31	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.35	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	960.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	341.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Хлориды	Не регламентируется	323.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	219.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.63	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.5	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	10.6	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	81.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	40.13	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.75	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.49	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.3	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.59	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.044	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 19	Уровень воды	Не регламентируется	9.3	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.8	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.25	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.85	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	963.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	329.4	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	341.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	198.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.64	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.1	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.3	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.1	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	81.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	46.21	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.037	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.39	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.24	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.37	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.36	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.033	-	Не требуется
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 20	Уровень воды	Не регламентируется	5.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.6	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.13	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.5	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	938.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	347.7	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	315.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	198.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.71	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется	
ХПК	Не регламентируется	7.3	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	8.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	74.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	46.21	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.61	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.71	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.37	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.53	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.021	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 21	Уровень воды	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.1	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.06	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.8	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	921.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	305.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	325.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	189.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.66	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.2	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.3	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	86.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	42.56	-	Не требуется
АПАВ	Не регламентируется	0.032	-	Не требуется	
Азот аммонийный	Не регламентируется	0.68	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Нитриты	Не регламентируется	0.087	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.11	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.01	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 23	Уровень воды	Не регламентируется	36.0	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.2	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.31	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	9.15	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	974.2	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	341.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	321.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	215.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.62	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.3	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.8	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.3	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	89.18	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	57.15	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.038	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	1.63	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.36	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.21	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.31	-	Не требуется
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.028	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Уровень воды	Не регламентируется	4.5	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скважина В - 24	Температура	Не регламентируется	11.7	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.42	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.2	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	958.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	323.3	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	331.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	205.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.55	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.1	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.7	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	8.2	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	76.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	53.5	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	2.45	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.31	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.41	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	1.65	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 26	Уровень воды	Не регламентируется	6.0	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.4	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.2	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	9.15	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	968.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	268.4	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Хлориды	Не регламентируется	298.6	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	242.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.48	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.2	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	6.2	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	11.0	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	110.22	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	44.38	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.32	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.18	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.26	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.21	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	1.2	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 31	Уровень воды	Не регламентируется	12.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.07	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.3	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	955.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	323.3	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	339.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	191.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.62	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.3	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	10.2	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	83.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	50.46	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.68	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.35	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.19	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.22	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.037	-	Не требуется
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 33	Уровень воды	Не регламентируется	12.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.7	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	6.93	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.15	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	972.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	341.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	329.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	205.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.65	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется	
ХПК	Не регламентируется	7.6	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	80.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	50.46	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.038	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.38	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.33	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.48	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.27	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.06	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 34	Уровень воды	Не регламентируется	12.8	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.04	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.45	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	985.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	402.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	296.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	202.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1.16	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.1	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.5	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	89.18	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	48.64	-	Не требуется
АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется	
Азот аммонийный	Не регламентируется	0.61	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Нитриты	Не регламентируется	0.38	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.35	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	1.16	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.033	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 36	Уровень воды	Не регламентируется	11.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.2	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.41	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	9.55	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	969.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	341.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	282.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	208.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.97	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.3	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	10.6	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	92.18	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	60.19	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.45	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.28	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.19	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.53	-	Не требуется
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Уровень воды	Не регламентируется	11.1	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скважина В - 39	Температура	Не регламентируется	11.4	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.15	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.3	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	851.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	305.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	272.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	181.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1.32	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	6.9	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.2	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	77.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	54.11	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.27	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.09	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	0.33	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.025	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 40	Уровень воды	Не регламентируется	8.8	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.29	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.75	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	832.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	244.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Хлориды	Не регламентируется	268.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	198.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1.21	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.1	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	8.3	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	85.17	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	42.56	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.043	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.42	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.23	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.58	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.024	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 42	Уровень воды	Не регламентируется	12.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.5	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.41	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	9.25	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	989.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	311.1	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	315.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	179.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1.23	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.7	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.5	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	8.5	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	89.18	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	58.37	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.53	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.23	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.28	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.31	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 44	Уровень воды	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.6	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	8.9	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	931.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	305.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	332.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	171.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1.33	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется	
ХПК	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	10.5	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	76.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	62.02	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.34	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.43	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.18	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.71	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.033	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 45	Уровень воды	Не регламентируется	7.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.1	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.33	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.85	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1005.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	353.8	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	338.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	222.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.64	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.9	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.1	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	7.9	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	81.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	46.21	-	Не требуется
АПАВ	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется	
Азот аммонийный	Не регламентируется	0.57	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Нитриты	Не регламентируется	0.049	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.61	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	2.09	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.037	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
Скважина В - 46	Уровень воды	Не регламентируется	12.9	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.6	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.15	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.8	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1015.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	366.0	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	338.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	218.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.66	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.6	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.1	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.2	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	82.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	44.99	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.49	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.76	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.21	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.73	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	1.23	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.032	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Уровень воды	Не регламентируется	10.6	-	Не требуется	

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скважина В - 47	Температура	Не регламентируется	10.9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.24	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	6.5	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	956.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	329.4	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	329.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	219.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.73	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.1	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	7.6	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	9.8	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	77.15	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	32.22	-	Не требуется
	АПAB	Не регламентируется	<0.025	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	1.41	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.15	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.57	-	Не требуется
Железо общее	Не регламентируется	0.56	-	Не требуется	
Нефтепродукты	Не регламентируется	0.23	-	Не требуется	
Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется	
Скважина В - 48	Уровень воды	Не регламентируется	12.0	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10.5	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.10	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	7.15	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	1148.0	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	372.1	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8.0	-	Не требуется

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация. мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций. кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Хлориды	Не регламентируется	421.0	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	265.0	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0.0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0.005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0.0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.11	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8.1	-	Не требуется
	Взвешенные вещества	Не регламентируется	11.1	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	81.16	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	37.7	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	0.098	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	1.11	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.26	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.75	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.35	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.033	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0.002	-	Не требуется

1.3.3 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

строительство и обустройство скважин;

движение транспорта;

проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия.

Направление почвообразовательных процессов в пределах участка определяется его приуроченностью к подзоне южных пустынь пустынной зоны, климатические условия которой характеризуются крайней засушливостью и резкой континентальностью.

В условиях гидротермического режима пустыни, накопленные легкорастворимые соли очень слабо промываются, а карбонаты совсем не выносятся. Высокая карбонатность почв объясняется их формированием на сильно известковистых осадочных морских породах (сарматские известняки), уровень карбонатности достигает 94-98 %. Материнские породы повсеместно засолены сульфатами кальция, которые залегают с глубины в 30-100 см. В гипсовых прослоях фиксируется значительное количество водно-растворимых солей хлоридно-сульфатного состава. На фоне карбонатности и засоленности почв в условиях развитого микрорельефа создаются благоприятные предпосылки для образования почвенных комплексов.

Растительный покров умеренно сухой степи представлен ковыльно-типчаковыми, тырсово-полынными, типчаково-ковыльными сообществами. Среди ковылей преобладают тырса, тырси́к, ковылок с участием камфоросмовых и полынных сообществ. Среди полыней преобладают Лерховская, селитряная, малоцветковая. Ксерофитное разнотравье бедно и представлено грудницей, пижмой, подмаренником, люцерной желтой, при сбое появляется рогач сумчатый (эбелек), полынь австрийская и белая. В мелкосопочнике на защелбненных почвах распространены ковыльно-овсецово-разнотравные степи, в составе растительности 63 которых ковыли красноватый, песчаный, волосатик, а также типчак, овсец пустынный, келерии и разнотравье Среди разнотравья преобладают ксерофиты: подмаренник, лапчатки, зопник клубненосный, тысячелистник благородный и др. Имеется ряд солевых видов – полынь Лерховская и сизая, изень, кермек татарский, пижма тысячелистниковая, грудница, солонечник. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов растительности. На исследуемой территории редких, эндемичных, реликтовых и исчезающих растений не имеется.

1.3.4 Мероприятия по охране недр

1. Рациональное использование минеральных ресурсов

Комплексное извлечение полезных ископаемых:

Максимальное использование всех компонентов добываемого сырья (например, попутных минералов, газа, воды).

Минимизация потерь полезных ископаемых на всех этапах добычи и переработки.

Оптимизация технологий добычи:

Применение современных методов бурения и добычи, которые уменьшают количество неразрабатываемых запасов.

Использование методов вторичной и третичной добычи нефти для повышения коэффициента извлечения.

Повышение точности разведки недр:

Использование геофизических и геохимических методов разведки для минимизации ошибок в оценке запасов.

1.3.4.1. Сохранение и восстановление состояния недр

Рекультивация территорий:

Восстановление земель после завершения добычи (выравнивание поверхности, рекультивация почвы).

1.3.4.2. Предотвращение загрязнения недр

Изоляция от загрязняющих веществ:

Герметизация буровых скважин для предотвращения попадания загрязнителей в подземные горизонты.

Использование экологически безопасных буровых растворов.

Контроль за захоронением отходов:

Запрещение размещения отходов в местах, где они могут загрязнить недра или подземные воды.

Создание изолированных хранилищ для отходов.

Предотвращение утечек углеводородов:

Регулярное техническое обслуживание трубопроводов и оборудования.

Использование технологий мониторинга утечек.

1.3.4.3. Экономия и рациональное управление ресурсами

Геологическое планирование и учет:

Создание баз данных по запасам полезных ископаемых и регулярное обновление их состояния.

Прогнозирование перспективных месторождений и зон разведки.

Оптимизация использования ресурсов:

Применение безотходных технологий переработки сырья.

Использование альтернативных источников энергии и сырья.

1.3.4.4. Мониторинг и контроль

Постоянный мониторинг состояния недр:

Наблюдение за состоянием скважин.

Соблюдение законодательства:

Выполнение требований Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Регулярные проверки деятельности компаний-недропользователей.

Аварийная готовность:

Планирование и выполнение мероприятий по устранению возможных аварий (обрушений, выбросов газа, утечек нефти).

1.3.4.5. Использование вторичных ресурсов

Повторное использование отходов добычи и переработки:

Применение шлаков и других отходов в строительной и дорожной промышленности.

Переработка старых месторождений:

Реинжиниринг истощенных месторождений с использованием новых технологий для извлечения остаточных ресурсов.

1.3.4.6. Образование и пропаганда

Обучение специалистов:

Подготовка квалифицированных кадров в области рационального недропользования.

Информирование общественности:

Проведение кампаний по важности охраны недр и их рационального использования.

Мероприятия по охране почвенного покрова

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают основные виды работ:

Снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода землепользования;

Реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;

Вывоз хозяйственно-бытовых стоков для обеззараживания на очистных сооружениях;

Повторное использование сточных вод в технологическом цикле бурения скважин;

Мониторинг почвенного покрова в районе СЗЗ площадок скважин в течение всего срока бурения и испытаний (1р/кв).

Прокладка нефтепровода из высокопрочных стальных труб с устройством противоаварийных мероприятий;

Недопущение разлива нефтепродуктов и ГСМ при заправке и ремонте автотранспорта и механизмов;

Временное хранение реагентов на складах в контейнерах и заводской упаковке без расфасовки;

1.3.5 Растительный мир и животный мир

Природно-климатические особенности территории и режим хозяйственного пользования сильно ограничивают биологическое разнообразие флоры и растительности региона.

Одним из основных факторов обуславливающих существования видов и сообществ является доступная влага. В почвах разного механического состава и засоления количество этой влаги неодинаково. Наиболее характерной жизненной формой растений являются полукустарнички и полукустарники, для которых характерно ежегодное отмирание генеративных побегов, а также значительна роль травянистых растений, среди которых выделяются длительно-вегетирующие многолетние злаки.

В зависимости от почвенных сочетаний и комплексов, растительность участка и прилегающих территорий можно условно поделить на следующие разновидности:

Полынно-дерновинно-злаковая и полынная растительность в сочетании с пустынными сообществами.

Дерновинно-злаковая растительность с типчаково-ковыльными формациями.

Злаково-полынные сообщества на песках в сочетании по понижениям рельефа с солянковыми и луговыми группировками и слабо заросшими барханами и бугристыми песками.

Солончаково-луговая и лугово-болотная растительность в сочетании с солянковыми и степными сообществами.

Пространственное распределение растительности региона обусловлено двумя факторами - характером почв и рельефом. В характере растительного покрова также заметно влияние сельского хозяйства.

Здесь, в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron flagile*) и полыни (*Agrepshla lerchiana*, *A. austriaca*). В составе сообществ часто присутствуют

значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus Iptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*). Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью.

На светлокаштановых супесчаных почвах преобладают т^трово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S. capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropiron fragile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropiron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropiron ramosum*), пырейные (*Elitriga repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragaron stepposum*).

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

Фауна наземных позвоночных животных в районе проведения работ достаточно многообразна. Из крупных животных следует отметить сайгу, которые периодически приходят в эти места на лето из южных районов, волка, лисицу. В большом количестве водятся грызуны: суслики, тушканчики и полевые мыши. Из пресмыкающихся встречаются ужи, щитомордники и степные гадюки. Встречаются фаланги, скорпионы.

Животный мир территории достаточно многообразен – здесь имеется свыше 40 видов млекопитающих, 50 видов птиц, 14 видов земновидных и пресмыкающихся. Кроме вышеперечисленных видов можно назвать зайца руска, очень пестрый состав грызунов. Хищные представлены здесь волками, собаками и лисами. Виды обычные, могут распространять опасные болезни. Из мелких хищников – степной хорь, предпочитают непесчаные участки, используют норы других животных.

1.3.5.1 Мероприятия по защите растительного и животного мира

Охрана среды обитания

Предотвращение разрушения экосистем:

Контроль за вырубкой лесов, деградацией пастбищ.

Восстановление среды обитания:

Рекультивация земель в период ликвидации последствий недропользования.

Защита редких и исчезающих видов

Учет и мониторинг:

Проведение мониторинга за растительным и животным миром (2р/год).

Запрет на охоту и сбор:

Введение строгих ограничений на отстрел, вылов и сбор редких видов.

Ужесточение наказаний за браконьерство и нелегальную торговлю животными и растениями.

Контроль за использованием природных ресурсов

Рациональное природопользование:

Ограничение вырубки лесов, сбор лекарственных растений.

Контроль за добычей полезных ископаемых:

Минимизация воздействия добычи нефти, газа и других ресурсов на флору и фауну.

Предотвращение загрязнения окружающей среды

Контроль за выбросами и отходами:

Ограничение промышленного загрязнения воздуха, воды и почвы.

Сбор и переработка отходов, включая пластик и токсичные материалы.

Снижение уровня шума:

Ограничение деятельности, создающей шумовое загрязнение, которое может нарушать среду обитания животных.

Экологическое просвещение и пропаганда

Образование и повышение осведомленности:

Проведение образовательных программ направленных на важность сохранения биоразнообразия.

Информирование о проблемах браконьерства, вырубки лесов и загрязнения природы.

Обучение специалистов:

1.3.5.2 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или другим твердым покрытием;

- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;

- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;

- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;

- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить техническую рекультивацию;

- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории работ.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;

- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;

- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- соблюдение норм шумового воздействия;

- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;

- изоляция источников шума: насыпями, экранирующими устройствами и заглублениями;

- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ.

При реализации проекта непосредственное воздействие на недра не предполагается.

Территория выполняемых работ не входят в особо охраняемые природные территории.

Рассматриваемая территория находится вне земель особо охраняемых природных территорий Республики Казахстан.

Для минимизации негативного воздействия на объекты растительного и животного мира необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- ✓ не допускать расширения производственной деятельности за пределы отведенного земельного участка;
- ✓ строго соблюдать технологию ведения работ, использовать технику и оборудование с минимальным шумовым уровнем;
- ✓ запрещать перемещение автотранспорта вне проезжих мест;
- ✓ соблюдать установленные нормы и правила природопользования;
- ✓ проводить просветительскую работу экологического содержания в области бережного отношения и сохранения растительного и животного мира;
- ✓ проводить озеленение и благоустройство территории предприятия.

1.3.6 Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.) «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному радиационному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно Гигиеническому нормативу «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 декабря 2020 года № 21822 (с изменениями по состоянию на 05.05.2025 г.) в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где, f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Радиационная безопасность обеспечивается:

- Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным

геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.

2. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ

2.1. Альтернативные технические и технологические решения. Вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды

В связи с тем, что при осуществлении намечаемой деятельности будут осуществляться природоохранные мероприятия изменения окружающей среды не планируется. В рамках проекта разработки месторождения Жанажол планируется получение достоверной информации для подтверждения условий залегания углеводородов и продуктивности скважин для подготовки участка к промышленной разработке, соответственно выбросы ЗВ должны быть минимальными.

3. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актобемунайгаз», имеющее Контракт на недропользование №76 от 08.12.1997 года.

Земельный фонд Республики Казахстан в соответствии с целевым назначением подразделяется на следующие категории:

- 1) земли сельскохозяйственного назначения;
- 2) земли населенных пунктов (городов, поселков и сельских населенных пунктов);
- 3) земли промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной безопасности и иного несельскохозяйственного назначения;
- 4) земли особо охраняемых природных территорий, земли оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения;
- 5) земли лесного фонда;
- 6) земли водного фонда;
- 7) земли запаса.

Земли месторождения Жанажол относятся к землям промышленности.

К землям промышленности относятся земли, предоставленные для размещения и строительное объектов промышленности, в том числе их санитарно-защитные и иные зоны.

Размеры земельных участков, предоставляемых для указанных целей, определяются в соответствии с утвержденными в установленном порядке нормами или проектно-

технической документацией, а отугвод земельных участков осуществляется с учетом очередности их освоения.

4. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.

Намечаемой деятельностью является реализация проектных решений согласно базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Жанажол».

Ниже приведены описания вариантов разработки по месторождению Жанажол:

Вариант 1 является базовым. Данный вариант предусматривает разработку объекта существующим фондом скважин без дополнительного бурения.

Вариант 2 предусматривает сохранение концепции рекомендуемого варианта действующего проектного документа (ПР-2019г). В целом, по данному варианту предусматривается ввод из бурения 44 проектных скважин из которых 14 нагнетательных, проведение дострела в 173 скважинах, из которых 4 будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг. Вариантом запланировано бурение скважин дублеров. Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Всего запланировано бурение 33 скважин-дублёров. Также с целью усиления ППД предусматривается перевод под закачку воды 29 добывающих скважин. Также предусматривается перевод 19 скважин в газодобывающие скважины, из них 3 скважины (№ 167, 653, 5162) будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение проектных скважин в общем количестве – 60 ед. в период с 2025-2035гг. (45 ед. – проектные добывающие скважины, 15 ед. – проектные нагнетательные скважины). Также по данному варианту планируется бурение бокового ствола по 62 скважинам, проведение дострела по 173 скважинам. С целью усиления существующей системы ППД 35 добывающих скважин переводятся под нагнетание воды. Планируется перевести нефтедобывающую скважину под добычу газа в количестве 45 ед. Также предусмотрен перевод под закачку газа – 15 ед.

Ниже приведены описания вариантов разработки по участку Южный Жанажол:

Вариант 1 предусматривает бурение 7 вертикальных добывающих скважин.

Вариант 2 предусматривает бурение 7 проектных добывающих скважин, в том числе 4 вертикальные и 3 горизонтальные.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение 12 проектных скважин: в том числе 7 добывающих (из них 4 вертикальные и 3 горизонтальные) и 5 нагнетательных скважин. Ввод новых проектных скважин предусмотрен с середины года. Также предусматривается ввод из консервации 4 ранее пробуренных добывающих скважин в 2026 году: ЮЖ-1 в марте, ЮЖ-2 и ЮЖ-4 в апреле, ЮЖ-3 в мае. Проектные скважины предусмотрены на I объект разработки (пачка А).

Согласно технологическим показателям проекта разработки среднегодовой дебит нефти составит:

По Жанажолу:

Добыча нефти

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча нефти составит: в 2025 г – 950,2 тыс.т, в 2026 г – 918,5 тыс.т, в 2027 г – 913,9 тыс.т, в 2028 г – 894,4

тыс.т, в 2029 г – 867,2 тыс.т, в 2030 г – 836,5 тыс.т, в 2031 г – 808,7 тыс.т, в 2032 г – 778,8 тыс.т, в 2033 г – 740,5 тыс.т, в 2034 г – 695,1 тыс.т.»

Добыча жидкости

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча жидкости составит: в 2025 г – 1771,1 тыс.т, в 2026 г – 1774,1 тыс.т, в 2027 г – 1860,0 тыс.т, в 2028 г – 1920,3 тыс.т, в 2029 г – 1941,1 тыс.т, в 2030 г – 1909,6 тыс.т, в 2031 г – 1889,9 тыс.т, в 2032 г – 1879,2 тыс.т, в 2033 г – 1874,2 тыс.т, в 2034 г – 1910,6 тыс.т.»

Добыча растворённого газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча растворённого газа ожидается: в 2025 г – 992,76 млн.м³, в 2026 г – 1021,80 млн.м³, в 2027 г – 1077,41 млн.м³, в 2028 г – 1121,17 млн.м³, в 2029 г – 1148,17 млн.м³, в 2030 г – 1144,38 млн.м³, в 2031 г – 1114,31 млн.м³, в 2032 г – 1071,92 млн.м³, в 2033 г – 988,31 млн.м³, в 2034 г – 902,49 млн.м³.»

Добыча свободного газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча свободного газа составит: в 2025 г – 1648,06 млн.м³, в 2026 г – 1520,97 млн.м³, в 2027 г – 1505,13 млн.м³, в 2028 г – 1458,16 млн.м³, в 2029 г – 1422,75 млн.м³, в 2030 г – 1494,46 млн.м³, в 2031 г – 1435,11 млн.м³, в 2032 г – 1368,16 млн.м³, в 2033 г – 1295,05 млн.м³, в 2034 г – 1226,82 млн.м³.»

Добыча конденсата

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча конденсата составит: в 2025 г – 148,95 тыс.т, в 2026 г – 134,07 тыс.т, в 2027 г – 132,91 тыс.т, в 2028 г – 137,45 тыс.т, в 2029 г – 135,27 тыс.т, в 2030 г – 153,38 тыс.т, в 2031 г – 151,79 тыс.т, в 2032 г – 148,56 тыс.т, в 2033 г – 144,98 тыс.т, в 2034 г – 141,84 тыс.т.»

Закачка газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки объёмы закачки газа составят: в 2025 г – 0 млн.м³, в 2026 г – 0 млн.м³, в 2027 г – 0 млн.м³, в 2028 г – 0 млн.м³, в 2029 г – 0 млн.м³, в 2030 г – 38,70 млн.м³, в 2031 г – 100,50 млн.м³, в 2032 г – 162,10 млн.м³, в 2033 г – 188,60 млн.м³, в 2034 г – 188,10 млн.м³.»

Закачка воды

«Согласно технологическим показателям проекта разработки закачка воды составит: в 2025 г – 6858,11 тыс.м³, в 2026 г – 6736,09 тыс.м³, в 2027 г – 6716,48 тыс.м³, в 2028 г – 6693,81 тыс.м³, в 2029 г – 6603,50 тыс.м³, в 2030 г – 6405,47 тыс.м³, в 2031 г – 6243,99 тыс.м³, в 2032 г – 6056,66 тыс.м³, в 2033 г – 5882,51 тыс.м³, в 2034 г – 5813,29 тыс.м³.»

По Жанажолу Южному:

Добыча нефти

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча нефти составит: в 2025 г – 0,0 тыс.т, в 2026 г – 10,6 тыс.т, в 2027 г – 15,2 тыс.т, в 2028 г – 25,6 тыс.т, в 2029 г – 45,7 тыс.т, в 2030 г – 50,1 тыс.т, в 2031 г – 50,1 тыс.т, в 2032 г – 50,1 тыс.т, в 2033 г – 50,1 тыс.т, в 2034 г – 49,7 тыс.т.»

Добыча жидкости

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча жидкости ожидается: в 2025 г – 0,0 тыс.т, в 2026 г – 15,4 тыс.т, в 2027 г – 22,5 тыс.т, в 2028 г – 38,5 тыс.т, в 2029 г – 69,9 тыс.т, в 2030 г – 77,7 тыс.т, в 2031 г – 78,8 тыс.т, в 2032 г – 79,9 тыс.т, в 2033 г – 80,9 тыс.т, в 2034 г – 81,2 тыс.т.»

Добыча растворённого газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча растворённого газа составит: в 2025 г – 0,0 млн.м³, в 2026 г – 6,1 млн.м³, в 2027 г – 13,0 млн.м³, в 2028 г – 24,3 млн.м³, в 2029 г – 39,3 млн.м³, в 2030 г – 49,4 млн.м³, в 2031 г – 57,0 млн.м³, в 2032 г – 59,3 млн.м³, в 2033 г – 59,2 млн.м³, в 2034 г – 59,0 млн.м³.»

Добыча свободного газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча свободного газа составит: в 2025 г – 0,0 млн.м³, в 2026 г – 0,0 млн.м³, в 2027 г – 0,0 млн.м³, в 2028 г –

0,0 млн.м³, в 2029 г – 0,0 млн.м³, в 2030 г – 0,0 млн.м³, в 2031 г – 0,0 млн.м³, в 2032 г – 0,0 млн.м³, в 2033 г – 0,0 млн.м³, в 2034 г – 0,0 млн.м³.»

Добыча конденсата

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча конденсата составит: в 2025–2034 гг – 0,0 тыс.т.»

Закачка воды

«Согласно технологическим показателям проекта разработки закачка воды составит: в 2025 г – 0,0 тыс.м³, в 2026 г – 16,4 тыс.м³, в 2027 г – 43,2 тыс.м³, в 2028 г – 72,1 тыс.м³, в 2029 г – 86,3 тыс.м³, в 2030 г – 105,9 тыс.м³, в 2031 г – 136,9 тыс.м³, в 2032 г – 152,7 тыс.м³, в 2033 г – 155,6 тыс.м³, в 2034 г – 156,9 тыс.м³.»

Закачка газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки закачка газа в 2025–2034 гг отсутствует (0,0 млн.м³).»

Также планируется провести доразведку месторождений. Как упоминалось выше, установлены запасы категории С₂ в пределах контрактной территории Жанажол в пачке Дн на Южном куполе структуры, где геологические/извлекаемые запасы нефти составили 6135/1319 тыс.т. На контрактной территории участка Южный Жанажол залежи с запасами категории С₂, вскрыты оценочной скважиной ЮЖ-4 в пачках Б, Гв, Гн, Дв и Дн, геологические/извлекаемые запасы нефти оценены в 1565/326 тыс.т.

В связи с вышеизложенным, предлагается осуществление комплекса мероприятий, направленных на дополнительную разведку указанных перспективных участков залежей.

В таблице 11.1 приведены нефтенасыщенные пласты-коллекторы, рекомендуемые для проведения перфорации в целях доизучения.

Стоит отметить, на дату отчета скважины в пределах контрактной территории Жанажол, согласно таблице 4,1, числятся в действующем фонде в эксплуатационных объектах II, VII, VIII. Текущий дебит данных скважин в среднем составляет 4,3 т/сут. В связи с этим, мероприятия по доразведке запасов по категории С₂ пачки Дн рекомендуется выполнить по завершению их текущей разработки в рамках целевых горизонтов/объектов. Кроме этого, для доразведки залежи категории С₂ предлагается рассмотреть возможность перевода нагнетательной скважины №4089 под добычу нефти.

Таблица 4.1 – Нефтенасыщенные пласты-коллекторы в ранее пробуренных скважинах для доизучения.

№ск в	Пачк а	Блок	Категори я	Интервал коллекторов, м		Толщина нефтенасыщенног о коллектора, м	Коэффициенты, д.ед.	
				от	до			
участок Южный Жанажол								
ЮЖ-4	Гв	1 (Юг)	С2	3565.9	3567.3	1.4	0.06	0.59
				3568.4	3569.3	0.9	0.06	0.68
				3584.1	3586.8	2.7	0.06	б/о
ЮЖ-4	Гн	1 (Юг)	С2	3656	3657.3	1.3	0.06	0.77
				3657.9	3659	1.1	0.06	0.81
				3678	3681.1	3.1	0.05	0.62
ЮЖ-4	Дв	1 (Юг)	С2	3703.6	3704.5	0.9	0.05	0.77
				3709.1	3711.6	2.5	0.06	0.74
				3712.8	3713.8	1	0.04	0.68
				3717.5	3720.3	2.8	0.06	0.70
				3721.5	3723.9	2.4	0.05	0.67
				3732.2	3737.5	5.3	0.06	0.69
				3766.3	3767.3	1	0.05	0.70
3771.3	3773.6	2.3	0.05	0.71				
ЮЖ-4	Дн	1 (Юг)	С2	3779.1	3781.6	2.5	0.05	0.72
				3784.2	3787.6	3.4	0.05	0.52

№ск в	Пачк а	Блок	Кategori я	Интервал коллекторов, м		Толщина нефтенасыщенног о коллектора, м	Кoэффициенты, д.ед.	
				от	до		0.05	0.59
				3789.7	3791.2	1.5		
контрактная территория Жанажол								
5151	Дн	1 (Юг)	С2	3817.3	3820.6	3.3	0.05	0.56
				3822.5	3825.3	2.8	0.05	0.68
				3829.6	3831.8	2.2	0.06	0.65
5197	Дн	1 (Юг)	С2	3773.8	3774.5	0.7	0.06	0.84
				3777.2	3779.6	2.4	0.06	0.77
				3779.6	3785.1	5.5	0.07	0.52
				3811	3819.2	8.2	0.09	0.68
4062	Дн	1 (Юг)	С2	3816.7	3820.7	4	0.06	б/о
				3822.2	3823.2	1	0.04	б/о
4094	Дн	1 (Юг)	С2	3761.0	3761.8	0.8	0.04	б/о
				3765.4	3766.2	0.8	0.05	0.59
				3766.5	3768.3	1.8	0.05	0.65
				3770.4	3773.3	2.9	0.06	0.72
				3776.7	3779.4	2.7	0.06	0.70
				3790.5	3793.5	3.0	0.05	0.66
				3801.0	3804.2	3.2	0.09	0.75
4088	Дн	1 (Юг)	С2	3794.1	3795.7	1.6	0.05	0.63
				3799.2	3802.2	3.0	0.05	0.55
				3813.0	3820.0	6.9	0.06	0.70
				3820.2	3824.6	4.4	0.06	0.88
4089	Дн	1 (Юг)	С2	3818.8	3821.3	2.5	0.06	0.71
				3823.4	3826.6	3.1	0.05	0.51
				3828.4	3829.9	1.5	0.05	0.47
Г-64	Дн	1 (Юг)	С2	3716.4	3720.3	3.9	0.07	0.81
				3720.9	3730.0	9.1	0.08	0.78
				3732.1	3737.2	5.1	0.08	0.85
				3737.6	3742.1	4.5	0.08	0.84
				3742.7	3750.2	7.5	0.09	0.86
				3750.7	3764.4	13.7	0.08	0.83
				3785.5	3792.5	7.0	0.06	0.59

Таблица 4.2 – Текущее состояние скважин, предлагаемых для перевода в целих доразведки категории С₂.

Скважины	Текущие дебиты, т/сут	Объект	Пачка	Фонд	Тип эксплуатации	Тип скважины
5154	6.8	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
5197	5	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4062	8.8	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
64	2	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4094	1	II	Бюг	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4088	3	VI+VIII	Гн+Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4089	0	VIII	Дв	Действующий	Водонагнетательная	Водонагнетательная
5151	3.3	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая

Исходя из вышеизложенной информации мероприятия по доразведке (испытание) планируется провести по 8 (восемь) скважинам, по завершению их текущей разработки в рамках целевых горизонтов

Информация по конструкции скважин.

Таблица 4.3 – Конструкция вертикальных скважин (добывающие и нагнетательные идентичны по глубине)

Долото, мм	Диаметры колонн, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора, м
Ø 660	Направление Ø508	0-30	До устья
Ø444,5	Кондуктор Ø339,7	850-950	До устья
Ø311,1	Техническая колонна Ø244,5	2200-2400	На 200 м выше башмака кондуктора
Ø215,9	Эксплуатационная колонна Ø168,3	КТ-I: 2700–2900 КТ-II: 3700–3900	До глубины 1200 м

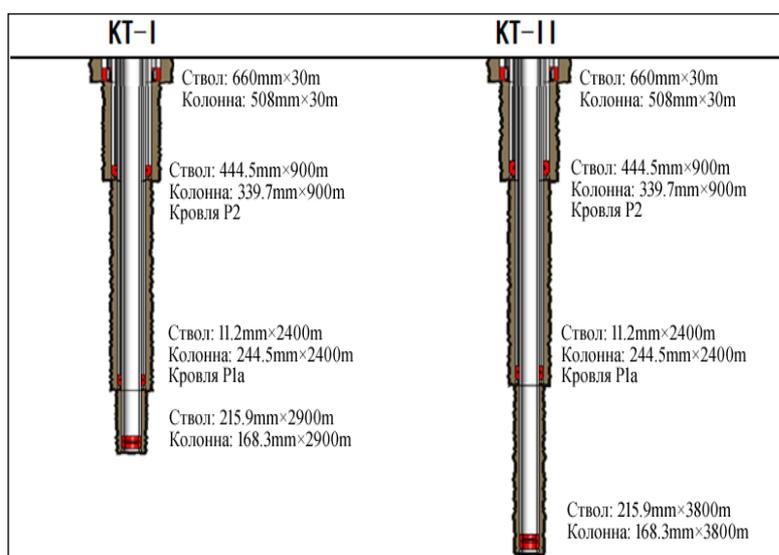


Таблица 4.4 – Конструкция горизонтальных скважин

Долото, мм	Диаметры колонн, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора, м
Ø 660	Направление Ø508	0-30	До устья
Ø444,5	Кондуктор Ø339,7	850-950	До устья
Ø311,1	Техническая колонна Ø244,5	2200-2400	На 200 м выше башмака кондуктора
Ø215,9	Эксплуатационная колонна Ø139,7	КТ-I: 3900–4150 КТ-II: 4700–4900	До глубины 1200 м

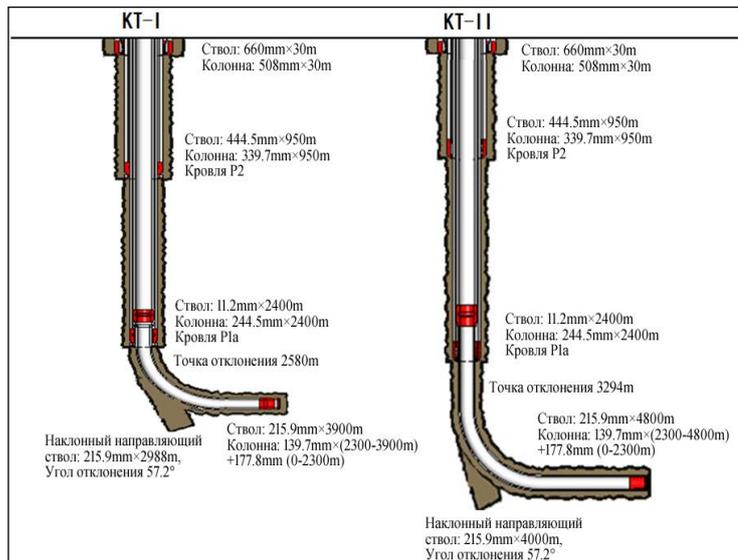


Таблица 4.5 – Конструкция скважин для резки бокового ствола

Долото, мм	Диаметры колонн, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора, м
Ø 660	Направление Ø508	0-30	До устья
Ø444,5	Кондуктор Ø339,7	900	До устья
Ø311,1	Техническая колонна Ø244,5	2400	На 200 м выше башмака кондуктора
Ø215,9	Эксплуатационная колонна Ø168,3	3800	До глубины 1200 м

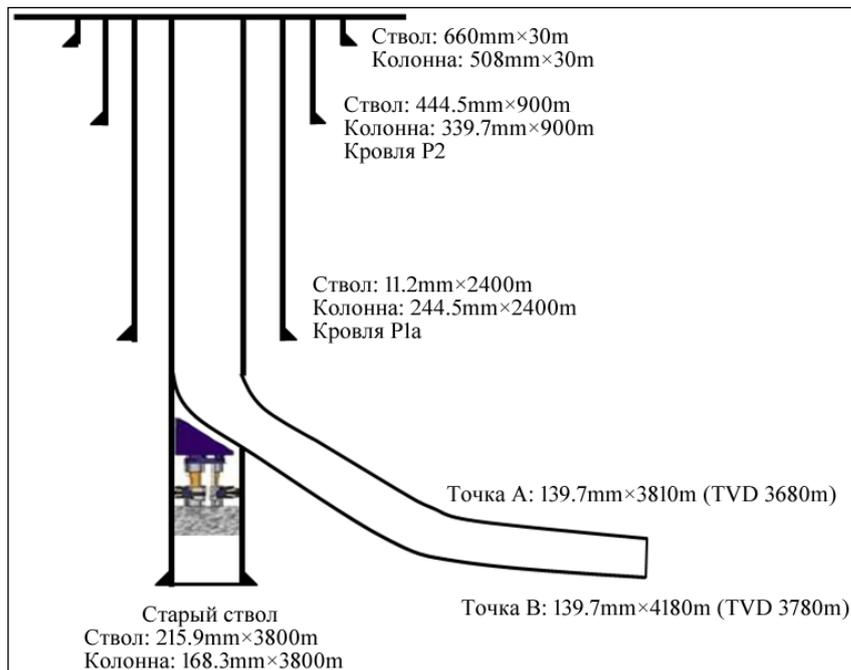


Таблица 4.6 - Характеристика основного фонда скважин мр Жанажол(рекомендуемый 3 вариант

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.						Ввод из другого объекта, ед.			Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Перевод под закачку газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Фонд скважин на конец года, ед.			Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего					добывающих	нагнетательных	газонагнетательных	добывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³/сут				
2025	12	12	7	5	0	0	0	0	0	0	4	1	0	1128	9	7	2	0	0	684	300	54	0	3.9	7.2	9.2	63.71	0
2026	9	9	7	2	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1137	6	6	0	0	0	685	306	54	0	3.7	7.2	9.3	61.35	0
2027	5	5	4	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1142	4	4	0	0	0	685	311	54	0	4.1	8.3	4.8	65.63	0
2028	6	6	3	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	1148	5	5	0	0	0	683	317	54	0	4.0	8.6	5.0	63.72	0
2029	4	4	3	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1152	4	4	0	0	0	682	322	54	0	3.9	8.7	5.1	60.65	0
2030	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	4	4	5	1156	15	8	7	0	0	678	319	58	5	3.8	8.6	5.2	61.13	23.9
2031	4	4	3	1	0	0	0	0	0	0	4	0	5	1160	9	4	5	0	0	677	319	58	10	3.6	8.5	5.0	57.89	31.0
2032	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	8	0	5	1164	16	11	5	0	0	670	322	58	15	3.5	8.6	4.9	57.26	33.4
2033	4	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1168	0	0	0	0	0	673	323	58	15	3.4	8.5	4.5	54.87	38.8
2034	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1172	9	9	0	0	0	668	323	58	15	3.2	8.7	4.1	54.79	38.7
2035	4	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	7	1	0	0	664	323	58	15	3.1	8.8	3.9	53.93	38.7
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	6	5	1	0	0	659	322	58	15	3.1	9.0	3.7	54.01	38.4
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	4	4	0	0	0	655	322	58	15	3.1	9.2	3.5	53.97	37.5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	1	5	1	0	654	317	57	15	3.0	9.2	3.3	54.26	35.6
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	648	316	57	15	2.9	9.2	3.2	53.66	33.1
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	8	1	2	0	640	315	55	15	2.9	9.2	3.1	53.16	32.8
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	10	10	0	0	0	630	315	55	15	2.8	9.1	2.9	51.81	32.3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	25	19	6	0	0	611	309	55	15	2.7	9.3	2.9	51.62	33.1
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	1176	31	28	2	1	0	583	307	64	15	2.8	9.6	2.9	50.97	33.1
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1176	39	35	4	0	0	548	303	79	15	2.8	10.0	2.9	50.81	29.6
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1176	24	17	6	1	0	531	297	93	15	2.8	10.2	2.9	50.78	28.4
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	525	296	93	15	2.7	10.2	2.8	49.94	25.5
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	519	295	93	15	2.6	10.1	2.7	49.11	24.6
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	10	1	0	0	509	294	93	15	2.6	10.2	2.7	48.53	24.2
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	6	3	2	1	0	506	292	92	15	2.5	9.9	2.6	47.61	25.0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	13	11	2	0	0	495	290	92	15	2.5	9.9	2.5	46.91	24.5
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	6	5	0	0	489	285	92	15	2.5	9.8	2.4	46.94	24.1
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	18	17	0	1	0	472	285	91	15	2.5	10.0	2.4	46.32	24.6
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	15	10	4	1	0	462	281	90	15	2.5	10.0	2.4	46.18	23.5
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	16	10	6	0	0	452	275	90	15	2.6	9.9	2.4	46.42	24.4
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	5	2	2	1	0	450	273	89	15	2.5	9.8	2.3	46.08	23.4
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	7	0	0	0	443	273	89	15	2.5	9.8	2.2	45.49	23.7
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	0	0	0	0	0	443	273	89	15	2.5	9.5	2.1	44.69	24.1

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из другого объекта, ед.			Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Перевод под закачку газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Фонд скважин на конец года, ед.			Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут			
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих					нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³/сут
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	5	1	1	0	438	272	88	15	2.5	9.2	2.0	44.16	19.9		
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	5	3	0	0	433	269	88	15	2.5	9.1	1.9	43.97	18.7		
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	9	6	3	0	0	427	266	88	15	2.4	9.1	1.9	44.24	17.5		
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	4	7	0	0	423	259	88	15	2.4	9.1	1.8	45.31	14.8		
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	5	1	1	0	418	258	87	15	2.4	9.2	1.7	45.34	13.8		
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	18	14	4	0	0	404	254	87	15	2.5	9.6	1.8	46.32	12.4		
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	4	6	1	0	400	248	86	15	2.5	9.8	1.7	47.62	12.3		
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	12	6	6	0	0	394	242	86	15	2.5	10.1	1.7	47.98	12.5		
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	1	1	0	0	0	393	242	86	15	2.4	10.5	1.6	47.58	11.8		
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	12	7	5	0	0	386	237	86	15	2.5	10.6	1.6	48.30	11.7		
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	380	236	86	15	2.5	10.9	1.6	48.36	11.7		
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	17	9	2	6	0	371	234	80	15	2.5	11.2	1.6	48.69	11.7		
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	10	9	0	1	0	362	234	79	15	2.5	11.5	1.6	47.52	11.6		
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	18	14	4	0	0	348	230	79	15	2.6	11.8	1.6	47.31	11.3		
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	8	2	1	0	340	228	78	15	2.6	12.1	1.6	46.75	10.7		
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	19	12	7	0	0	328	221	78	15	2.6	12.5	1.6	47.23	10.7		
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	12	9	3	0	0	319	218	78	15	2.7	12.9	1.6	46.96	10.6		
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	9	4	5	0	0	315	213	78	15	2.7	12.9	1.6	47.08	10.6		
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	10	6	1	3	0	309	212	75	15	2.7	13.2	1.6	46.32	10.0		
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	22	17	5	0	0	292	207	75	15	2.8	13.9	1.6	46.42	9.5		
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	0	10	1	0	292	197	74	15	2.7	13.9	1.6	47.72	9.6		
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	17	8	8	1	0	284	189	73	15	2.8	14.3	1.6	48.61	9.6		
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	5	2	0	0	279	187	73	15	2.8	14.6	1.5	48.07	7.8		
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	4	1	3	0	0	278	184	73	15	2.7	14.3	1.5	47.79	7.5		
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	28	16	11	1	0	262	173	72	15	2.9	14.6	1.5	49.73	6.7		
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	9	2	7	0	0	260	166	72	15	2.8	14.1	1.5	50.77	5.7		
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	27	17	10	0	0	243	156	72	15	3.0	15.2	1.6	52.92	4.6		
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	7	1	0	0	236	155	72	15	3.0	15.6	1.6	52.21	4.6		
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	15	8	7	0	0	228	148	72	15	3.1	16.2	1.6	53.62	4.6		
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	5	6	0	0	223	142	72	15	3.1	16.6	1.6	54.86	4.7		
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	12	5	2	5	0	218	140	67	15	3.1	17.1	1.6	54.64	4.8		
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	10	0	1	0	208	140	66	15	3.2	17.8	1.6	53.66	4.9		
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	2	4	1	0	206	136	65	15	3.2	17.5	1.6	54.26	4.7		
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	4	4	0	0	202	132	65	15	3.2	17.9	1.6	54.94	4.2		
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	196	131	65	15	3.3	18.6	1.6	53.32	4.3		
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	6	5	0	1	0	191	131	64	15	3.3	19.3	1.6	52.00	4.4		

Годы и период	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из другого объекта, ед.			Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Перевод под закачку газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Фонд скважин на конец года, ед.			Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих					нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных			нефти, т/сут
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	6	4	2	0	0	187	129	64	15	3.3	20.0	1.6	51.65	4.4
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	3	5	0	0	184	124	64	15	3.3	20.5	1.5	52.53	4.5
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	8	2	1	0	176	122	63	15	3.4	21.6	1.6	52.09	4.5
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	4	3	0	0	172	119	63	15	3.4	22.2	1.5	52.13	4.6
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	166	118	63	15	3.5	23.3	1.5	51.41	4.4
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	5	5	0	0	0	161	118	63	15	3.5	24.2	1.5	50.35	4.1
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	1	1	0	0	0	160	118	63	15	3.4	24.4	1.5	49.42	4.1

Таблица 4.7 - Характеристика основного фонда скважин Южного Жаназола (рекомендуемый 3 вариант)

Годы и период	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из другого объекта, ед.			Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Действ. фонд скважин на конец года, ед.					Среднегодовой дебит			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут		
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих				нагнетательных	газовых	Всего	нефтедобывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных			газонагнетательных	нефти, т/сут
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	2	2	1	1	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	65,43	95,07	37,95	101,17	0,00	
2027	2	2	1	1	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	2	0	2	0	0	0	30,99	45,85	26,56	87,99	0,00	
2028	2	2	1	1	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	31,26	47,03	29,69	87,99	0,00	
2029	2	2	2	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	5	0	3	0	0	0	34,90	53,35	30,03	87,54	0,00	
2030	2	2	1	1	0	0	0	0	0	17	0	0	0	0	0	6	0	4	0	0	0	27,76	43,08	27,40	92,31	0,00	
2031	1	1	0	1	0	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	25,42	39,99	28,92	92,76	0,00	
2032	1	1	1	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	23,49	37,45	27,80	92,95	0,00	
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,79	35,18	25,74	94,73	0,00	
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,61	35,32	25,66	95,54	0,00	
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,53	35,59	25,21	95,88	0,00	
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,10	35,27	23,94	96,35	0,00	

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.				Ввод из другого объекта, ед.				Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Действ. фонд скважин на конец года, ед.						Среднегодовой дебит			Приемистость I водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость I газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых				Всего	нефтедобывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих		водонагнетательных		газодобывающих		газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут			газа, тыс. т/сут
																		Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных						
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	20,67	34,93	22,75	95,98	0,00		
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	20,26	34,59	21,61	95,76	0,00		
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	19,86	34,23	20,53	95,48	0,00		
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	19,46	33,87	19,50	95,41	0,00		
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	19,07	33,50	18,53	94,80	0,00		
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	18,69	33,13	17,60	94,48	0,00		
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	18,31	32,75	16,72	94,13	0,00		
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	17,95	32,37	15,72	94,08	0,00		
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	17,59	31,99	14,78	93,57	0,00		
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	17,24	31,60	13,89	93,35	0,00		
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	16,89	31,21	13,06	93,13	0,00		
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	16,55	30,82	12,40	93,16	0,00		
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	16,22	30,43	11,78	92,65	0,00		
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	15,74	29,74	11,19	92,35	0,00		
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	15,26	29,05	10,63	91,98	0,00		
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	14,81	28,38	10,10	91,82	0,00		
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	14,36	27,72	9,60	91,15	0,00		
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	13,93	27,07	9,12	91,02	0,00		
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	13,51	26,43	8,66	90,34	0,00		
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	13,11	25,80	8,23	90,20	0,00		
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	12,71	25,19	7,82	89,59	0,00		
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	12,33	24,58	7,43	89,24	0,00		
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	11,96	23,99	7,05	88,93	0,00		
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	11,60	23,41	6,70	88,85	0,00		
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	11,26	22,84	6,37	88,27	0,00		
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	10,92	22,29	6,05	88,02	0,00		
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	10,59	21,74	5,75	87,81	0,00		
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	10,27	21,21	5,46	87,87	0,00		
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,97	20,69	5,19	87,46	0,00		
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,67	20,18	4,93	87,31	0,00		
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,38	19,68	4,68	87,16	0,00		
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,09	19,19	4,45	87,18	0,00		
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,82	18,71	4,22	86,76	0,00		
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,56	18,24	4,01	86,34	0,00		
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,30	17,79	3,81	85,92	0,00		
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,05	17,34	3,62	85,50	0,00		

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.				Ввод из другого объекта, ед.				Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Действ. фонд скважин на конец года, ед.						Среднегодовой дебит			Приемистость I водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость I газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых				Всего	нефтедобывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих		водонагнетательных		газодобывающих		газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут			газа, тыс. т/сут
																		Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных						
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	1	1	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	9,11	19,72	4,01	85,08	0,00
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,84	19,22	3,81	84,66	0,00
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,57	18,74	3,62	84,24	0,00
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,32	18,26	3,44	83,82	0,00
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,07	17,80	3,27	83,40	0,00
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	1	1	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	9,39	20,82	3,73	82,98	0,00
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	9,11	20,28	3,54	82,56	0,00
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,83	19,77	3,36	82,14	0,00
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,57	19,26	3,20	81,72	0,00
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,31	18,77	3,04	81,30	0,00
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,06	18,28	2,88	80,88	0,00
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,82	17,81	2,74	80,46	0,00
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,59	17,35	2,60	80,04	0,00
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,36	16,91	2,47	79,62	0,00
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,14	16,47	2,35	79,20	0,00
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,92	16,04	2,23	78,78	0,00
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,72	15,62	2,12	78,36	0,00
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,51	15,22	2,01	77,94	0,00
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,32	14,82	1,91	77,52	0,00
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,13	14,44	1,82	77,10	0,00
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,95	14,06	1,73	76,68	0,00
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,77	13,69	1,64	76,26	0,00
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,54	13,20	1,56	75,84	0,00
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,32	12,72	1,48	75,42	0,00
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,10	12,26	1,41	75,00	0,00
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	4,90	11,81	1,34	74,58	0,00
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	4,70	11,38	1,27	74,16	0,00
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	4,51	10,97	1,21	73,74	0,00

Таблица 4.8 - Характеристика основных технологических показателей по месторождению Жанажол (рекомендуемый 3 вариант)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %	
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	10,6	0,55	0,03	10,6	0,001	15,4	15,4	31,2	16,4	16,4	43,1	6,1	6,1	0,003	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	580,0	
2027	15,2	0,78	0,04	25,8	0,003	22,5	37,9	32,4	43,2	59,6	49,8	13,0	19,2	0,009	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	857,2	
2028	25,6	1,32	0,07	51,4	0,006	38,5	76,4	33,5	72,1	131,6	49,8	24,3	43,5	0,019	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	950,0	
2029	45,7	2,35	0,12	97,1	0,011	69,9	146,3	34,6	86,3	217,9	43,1	39,3	82,8	0,037	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	860,4	
2030	50,1	2,58	0,14	147,2	0,016	77,7	224,0	35,5	105,9	323,8	39,8	49,4	132,3	0,059	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	986,9	
2031	50,1	2,58	0,14	197,3	0,022	78,8	302,8	36,4	136,9	460,7	39,8	57,0	189,3	0,085	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1137,7	
2032	50,1	2,58	0,14	247,4	0,027	79,9	382,7	37,3	152,7	613,4	40,7	59,3	248,6	0,111	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1183,6	
2033	50,1	2,58	0,15	297,5	0,033	80,9	463,6	38,1	155,6	769,0	41,3	59,2	307,8	0,138	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1181,6	
2034	49,7	2,56	0,15	347,2	0,038	81,2	544,8	38,8	156,9	925,9	41,8	59,0	366,8	0,164	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1187,1	
2035	49,5	2,55	0,15	396,7	0,044	81,8	626,7	39,5	157,5	1083,4	42,3	58,0	424,7	0,190	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1170,9	
2036	48,5	2,50	0,16	445,2	0,049	81,1	707,8	40,2	158,3	1241,7	42,8	55,1	479,8	0,215	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1135,0	
2037	47,5	2,45	0,16	492,7	0,055	80,3	788,1	40,8	157,7	1399,3	43,4	52,3	532,1	0,238	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1100,3	
2038	46,6	2,40	0,16	539,3	0,060	79,5	867,6	41,4	157,3	1556,6	44,0	49,7	581,8	0,261	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1066,6	
2039	45,7	2,35	0,16	585,0	0,065	78,7	946,4	42,0	156,8	1713,4	44,6	47,2	629,0	0,282	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1034,0	
2040	44,7	2,30	0,16	629,7	0,070	77,9	1024,2	42,6	156,7	1870,1	45,3	44,8	673,8	0,302	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1002,3	
2041	43,8	2,26	0,17	673,6	0,075	77,0	1101,3	43,1	155,7	2025,8	46,0	42,6	716,4	0,321	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	971,6	
2042	43,0	2,21	0,17	716,6	0,079	76,2	1177,5	43,6	155,2	2181,0	46,6	40,5	756,9	0,339	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	941,9	
2043	42,1	2,17	0,17	758,7	0,084	75,3	1252,8	44,1	154,6	2335,6	47,3	38,5	795,4	0,356	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	913,1	
2044	41,3	2,12	0,17	799,9	0,088	74,4	1327,2	44,6	154,5	2490,2	48,0	36,1	831,5	0,372	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	875,8	
2045	40,4	2,08	0,18	840,4	0,093	73,6	1400,8	45,0	153,7	2643,8	48,7	34,0	865,5	0,388	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	840,0	
2046	39,6	2,04	0,18	880,0	0,097	72,7	1473,4	45,5	153,3	2797,2	49,4	31,9	897,4	0,402	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	805,8	
2047	38,8	2,00	0,18	918,9	0,102	71,8	1545,2	45,9	153,0	2950,1	50,2	30,0	927,4	0,415	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	772,9	
2048	38,1	1,96	0,18	956,9	0,106	70,9	1616,1	46,3	153,0	3103,1	50,9	28,5	956,0	0,428	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	749,2	
2049	37,3	1,92	0,19	994,2	0,110	70,0	1686,1	46,7	152,2	3255,3	51,7	27,1	983,1	0,440	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	726,3	
2050	36,2	1,86	0,19	1030,4	0,114	68,4	1754,5	47,1	151,7	3407,0	52,4	25,7	1008,8	0,452	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	711,3	
2051	35,1	1,81	0,19	1065,5	0,118	66,8	1821,3	47,5	151,1	3558,1	53,2	24,5	1033,2	0,463	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	696,6	

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2052	34,0	1,75	0,19	1099,6	0,122	65,3	1886,5	47,8	150,8	3708,9	54,0	23,2	1056,5	0,473	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	682,3
2053	33,0	1,70	0,19	1132,6	0,125	63,7	1950,3	48,2	149,7	3858,6	54,7	22,1	1078,5	0,483	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	668,2
2054	32,0	1,65	0,20	1164,6	0,129	62,2	2012,5	48,5	149,5	4008,1	55,5	21,0	1099,5	0,492	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	654,4
2055	31,1	1,60	0,20	1195,7	0,132	60,8	2073,3	48,9	148,4	4156,5	56,3	19,9	1119,4	0,501	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	640,9
2056	30,1	1,55	0,20	1225,9	0,136	59,3	2132,6	49,2	148,2	4304,6	57,1	18,9	1138,3	0,510	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	627,7
2057	29,2	1,50	0,20	1255,1	0,139	57,9	2190,5	49,5	147,2	4451,8	57,8	18,0	1156,3	0,518	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	614,8
2058	28,4	1,46	0,20	1283,5	0,142	56,5	2247,0	49,8	146,6	4598,4	58,6	17,1	1173,4	0,525	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	602,1
2059	27,5	1,42	0,21	1311,0	0,145	55,2	2302,2	50,1	146,1	4744,4	59,4	16,2	1189,6	0,533	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	589,7
2060	26,7	1,37	0,21	1337,6	0,148	53,8	2356,0	50,4	145,9	4890,4	60,2	15,4	1205,0	0,540	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	577,5
2061	25,9	1,33	0,21	1363,5	0,151	52,5	2408,6	50,7	145,0	5035,3	61,0	14,6	1219,7	0,546	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	565,6
2062	25,1	1,29	0,21	1388,6	0,154	51,3	2459,8	51,0	144,6	5179,9	61,8	13,9	1233,6	0,552	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	554,0
2063	24,4	1,25	0,22	1413,0	0,156	50,0	2509,8	51,3	144,2	5324,2	62,6	13,2	1246,8	0,558	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	542,5
2064	23,6	1,22	0,22	1436,6	0,159	48,8	2558,6	51,6	144,3	5468,5	63,5	12,6	1259,3	0,564	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	531,3
2065	22,9	1,18	0,22	1459,5	0,161	47,6	2606,2	51,8	143,7	5612,1	64,3	11,9	1271,3	0,569	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	520,4
2066	22,2	1,14	0,23	1481,8	0,164	46,4	2652,6	52,1	143,4	5755,5	65,1	11,3	1282,6	0,574	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	509,7
2067	21,6	1,11	0,23	1503,3	0,166	45,3	2697,8	52,4	143,2	5898,7	66,0	10,8	1293,4	0,579	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	499,2
2068	20,9	1,08	0,23	1524,2	0,169	44,1	2741,9	52,6	143,2	6041,9	66,8	10,2	1303,6	0,584	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	488,9
2069	20,3	1,04	0,24	1544,5	0,171	43,0	2785,0	52,9	142,5	6184,4	67,6	9,7	1313,3	0,588	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	478,8
2070	19,7	1,01	0,24	1564,2	0,173	42,0	2826,9	53,1	141,8	6326,2	68,5	9,2	1322,5	0,592	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	468,9
2071	19,1	0,98	0,25	1583,3	0,175	40,9	2867,8	53,3	141,1	6467,3	69,3	8,8	1331,3	0,596	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	459,2
2072	18,5	0,95	0,25	1601,8	0,177	39,9	2907,7	53,6	140,4	6607,8	70,2	8,3	1339,6	0,600	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	449,8
2073	18,0	0,92	0,26	1619,8	0,179	38,9	2946,6	53,8	139,7	6747,5	71,0	7,9	1347,5	0,603	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	440,5
2074	17,4	0,90	0,26	1637,2	0,181	37,9	2984,5	54,0	139,1	6886,5	71,9	7,5	1355,0	0,607	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	431,4
2075	16,9	0,87	0,27	1654,1	0,183	36,9	3021,4	54,2	138,4	7024,9	72,7	7,1	1362,2	0,610	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	422,5
2076	16,4	0,84	0,28	1670,5	0,185	36,0	3057,4	54,5	137,7	7162,6	73,6	6,8	1369,0	0,613	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	413,8
2077	15,9	0,82	0,28	1686,4	0,187	35,1	3092,5	54,7	137,0	7299,6	74,4	6,4	1375,4	0,616	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	405,3
2078	15,4	0,79	0,29	1701,8	0,188	34,2	3126,7	54,9	136,3	7435,8	75,3	6,1	1381,5	0,619	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	396,9
2079	15,0	0,77	0,30	1716,7	0,190	33,3	3160,0	55,1	135,6	7571,4	76,1	5,8	1387,3	0,621	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	388,7
2080	14,5	0,75	0,31	1731,3	0,192	32,5	3192,5	55,3	134,9	7706,4	77,0	5,5	1392,9	0,624	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	380,7

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2081	14,1	0,72	0,32	1745,3	0,193	31,6	3224,1	55,5	134,2	7840,6	77,8	5,2	1398,1	0,626	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	372,9
2082	13,7	0,70	0,33	1759,0	0,195	30,8	3254,9	55,7	133,5	7974,1	78,7	5,0	1403,1	0,628	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	365,2
2083	13,2	0,68	0,34	1772,2	0,196	30,0	3284,9	55,9	132,8	8106,9	79,5	4,7	1407,8	0,630	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	357,7
2084	12,8	0,66	0,36	1785,1	0,197	29,3	3314,2	56,1	132,2	8239,1	80,4	4,5	1412,3	0,632	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	350,3
2085	12,5	0,64	0,37	1797,5	0,199	28,5	3342,7	56,3	131,5	8370,6	81,2	4,3	1416,6	0,634	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	343,1
2086	12,1	0,62	0,39	1809,6	0,200	27,8	3370,5	56,5	130,8	8501,3	82,0	4,1	1420,7	0,636	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	336,0
2087	11,7	0,60	0,41	1821,4	0,201	27,0	3397,5	56,7	130,1	8631,4	82,9	3,9	1424,5	0,638	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	329,1
2088	11,4	0,59	0,44	1832,7	0,203	26,3	3423,9	56,8	129,4	8760,8	83,7	3,7	1428,2	0,640	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	322,3
2089	11,0	0,57	0,47	1843,8	0,204	25,7	3449,5	57,0	128,7	8889,5	84,6	3,5	1431,7	0,641	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	315,6
2090	10,7	0,55	0,50	1854,5	0,205	25,0	3474,5	57,2	128,0	9017,5	85,4	3,3	1435,0	0,643	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	309,1
2091	10,4	0,53	0,54	1864,8	0,206	24,3	3498,9	57,4	127,3	9144,8	86,2	3,1	1438,1	0,644	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	302,7
2092	10,1	0,52	0,58	1874,9	0,207	23,7	3522,6	57,5	126,6	9271,5	87,1	3,0	1441,1	0,645	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	296,5
2093	9,8	0,50	0,64	1884,7	0,208	23,1	3545,7	57,7	125,9	9397,4	87,9	2,8	1444,0	0,647	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	290,4
2094	9,5	0,49	0,71	1894,1	0,210	22,5	3568,2	57,9	125,3	9522,6	88,8	2,7	1446,6	0,648	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	284,4
2095	9,1	0,47	0,80	1903,2	0,211	21,7	3589,8	58,0	124,6	9647,2	89,6	2,6	1449,2	0,649	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	281,4
2096	8,7	0,45	0,92	1912,0	0,212	20,9	3610,7	58,2	123,9	9771,1	90,4	2,4	1451,6	0,650	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	278,5
2097	8,4	0,43	1,08	1920,4	0,212	20,1	3630,9	58,4	123,2	9894,3	91,3	2,3	1453,9	0,651	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	275,6
2098	8,0	0,41	1,32	1928,4	0,213	19,4	3650,3	58,5	122,5	10016,7	92,1	2,2	1456,1	0,652	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	272,7
2099	7,7	0,40	1,73	1936,1	0,214	18,7	3669,0	58,7	121,8	10138,5	92,9	2,1	1458,2	0,653	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	269,9
2100	7,4	0,38	2,56	1943,5	0,215	18,0	3687,0	58,8	121,1	10259,7	93,8	2,0	1460,2	0,654	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	267,1

Таблица 4.9 - Характеристика основных технологических показателей Южного Жаназола (рекомендуемый 3 вариант)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	10,6	0,46	0,02	10,6	0,001	15,4	15,4	31,2	16,4	16,4	43,1	6,1	6,1	0,002	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	580,0
2027	15,2	0,66	0,03	25,8	0,002	22,5	37,9	32,4	43,2	59,6	49,8	13,0	19,2	0,007	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	857,2
2028	25,6	1,11	0,05	51,4	0,005	38,5	76,4	33,5	72,1	131,6	49,8	24,3	43,5	0,016	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	950,0
2029	45,7	1,99	0,09	97,1	0,009	69,9	146,3	34,6	86,3	217,9	43,1	39,3	82,8	0,031	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	860,4
2030	50,1	2,18	0,10	147,2	0,014	77,7	224,0	35,5	105,9	323,8	39,8	49,4	132,3	0,050	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	986,9
2031	50,1	2,18	0,10	197,3	0,018	78,8	302,8	36,4	136,9	460,7	39,8	57,0	189,3	0,072	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1137,7
2032	50,1	2,18	0,10	247,4	0,023	79,9	382,7	37,3	152,7	613,4	40,7	59,3	248,6	0,094	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1183,6
2033	50,1	2,18	0,10	297,5	0,028	80,9	463,6	38,1	155,6	769,0	41,3	59,2	307,8	0,117	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1181,6
2034	49,7	2,16	0,11	347,2	0,032	81,2	544,8	38,8	156,9	925,9	41,8	59,0	366,8	0,139	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1187,1
2035	49,5	2,15	0,11	396,7	0,037	81,8	626,7	39,5	157,5	1083,4	42,3	58,0	424,7	0,161	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1170,9
2036	49,1	2,13	0,11	445,8	0,042	82,1	708,8	40,2	158,3	1241,7	42,7	56,8	481,5	0,182	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1156,9
2037	48,6	2,11	0,11	494,4	0,046	82,1	790,9	40,8	157,7	1399,3	43,1	55,7	537,2	0,203	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1145,6
2038	48,1	2,09	0,11	542,5	0,051	82,1	873,0	41,4	157,3	1556,6	43,5	54,6	591,8	0,224	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1134,5
2039	47,6	2,07	0,11	590,1	0,055	82,1	955,1	42,0	156,8	1713,4	43,8	53,5	645,2	0,244	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1123,6
2040	47,1	2,05	0,12	637,2	0,060	82,0	1037,1	42,6	156,7	1870,1	44,1	52,4	697,7	0,264	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1112,9
2041	46,6	2,03	0,12	683,8	0,064	81,9	1118,9	43,1	155,7	2025,8	44,5	50,3	748,0	0,283	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1079,8
2042	46,2	2,01	0,12	730,0	0,068	81,9	1200,8	43,6	155,2	2181,0	44,9	48,3	796,3	0,302	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1045,6

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2043	45,7	1,99	0,12	775,7	0,072	81,7	1282,6	44,1	154,6	2335,6	45,2	46,4	842,7	0,319	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1014,8
2044	45,3	1,97	0,13	821,0	0,077	81,7	1364,3	44,6	154,5	2490,2	45,6	44,5	887,2	0,336	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	982,8
2045	44,8	1,95	0,13	865,8	0,081	81,5	1445,8	45,0	153,7	2643,8	46,1	42,7	929,9	0,352	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	954,0
2046	44,4	1,93	0,13	910,2	0,085	81,4	1527,2	45,5	153,3	2797,2	46,5	41,0	971,0	0,368	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	924,1
2047	43,9	1,91	0,13	954,1	0,089	81,1	1608,3	45,9	153,0	2950,1	46,9	39,4	1010,3	0,383	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	897,2
2048	43,5	1,89	0,14	997,6	0,093	81,0	1689,3	46,3	153,0	3103,1	47,4	37,8	1048,2	0,397	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	869,3
2049	43,0	1,87	0,14	1040,6	0,097	80,7	1769,9	46,7	152,2	3255,3	47,8	36,3	1084,5	0,411	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	844,2
2050	42,6	1,85	0,14	1083,2	0,101	80,5	1850,4	47,1	151,7	3407,0	48,2	34,8	1119,3	0,424	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	818,0
2051	42,0	1,83	0,14	1125,2	0,105	79,9	1930,4	47,5	151,1	3558,1	48,7	33,5	1152,8	0,436	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	796,5
2052	41,3	1,79	0,15	1166,5	0,109	79,2	2009,5	47,8	150,8	3708,9	49,2	32,1	1184,9	0,449	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	777,6
2053	40,7	1,77	0,15	1207,2	0,113	78,5	2088,1	48,2	149,7	3858,6	49,6	30,8	1215,7	0,460	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	757,5
2054	40,1	1,74	0,15	1247,3	0,117	77,9	2166,0	48,5	149,5	4008,1	50,1	29,6	1245,3	0,472	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	738,1
2055	39,5	1,72	0,16	1286,8	0,120	77,2	2243,2	48,9	148,4	4156,5	50,5	28,4	1273,7	0,482	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	719,4
2056	38,9	1,69	0,16	1325,7	0,124	76,6	2319,8	49,2	148,2	4304,6	51,0	27,3	1301,0	0,493	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	701,2
2057	38,3	1,66	0,16	1364,0	0,127	75,9	2395,7	49,5	147,2	4451,8	51,5	26,2	1327,2	0,503	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	683,7
2058	37,8	1,64	0,17	1401,8	0,131	75,3	2471,0	49,8	146,6	4598,4	52,0	25,1	1352,3	0,512	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	665,1
2059	37,2	1,62	0,17	1439,0	0,134	74,6	2545,6	50,1	146,1	4744,4	52,4	24,1	1376,5	0,521	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	648,8
2060	36,6	1,59	0,18	1475,6	0,138	73,8	2619,4	50,4	145,9	4890,4	52,9	23,2	1399,6	0,530	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	633,0

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2061	36,1	1,57	0,18	1511,7	0,141	73,3	2692,7	50,7	145,0	5035,3	53,4	22,2	1421,9	0,538	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	616,1
2062	35,5	1,54	0,19	1547,2	0,145	72,5	2765,2	51,0	144,6	5179,9	53,9	21,4	1443,2	0,546	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	601,5
2063	35,0	1,52	0,19	1582,2	0,148	71,9	2837,0	51,3	144,2	5324,2	54,3	20,5	1463,7	0,554	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	585,7
2064	34,5	1,50	0,20	1616,7	0,151	71,2	2908,2	51,6	144,3	5468,5	54,8	19,7	1483,4	0,562	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	570,4
2065	34,0	1,48	0,21	1650,7	0,154	70,6	2978,8	51,8	143,7	5612,1	55,3	18,9	1502,3	0,569	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	555,6
2066	33,5	1,46	0,21	1684,2	0,157	69,9	3048,8	52,1	143,4	5755,5	55,8	17,9	1520,2	0,576	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	535,7
2067	33,0	1,43	0,22	1717,2	0,160	69,3	3118,0	52,4	143,2	5898,7	56,3	17,0	1537,3	0,582	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	516,6
2068	32,5	1,41	0,23	1749,7	0,163	68,6	3186,6	52,6	143,2	6041,9	56,8	16,2	1553,5	0,588	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	498,4
2069	31,8	1,38	0,24	1781,5	0,166	67,4	3254,0	52,9	142,5	6184,4	57,3	15,4	1568,9	0,594	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	483,9
2070	31,2	1,36	0,25	1812,7	0,169	66,5	3320,6	53,1	141,8	6326,2	57,9	14,6	1583,5	0,600	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	468,5
2071	30,6	1,33	0,26	1843,3	0,172	65,6	3386,1	53,3	141,1	6467,3	58,4	13,9	1597,4	0,605	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	453,8
2072	29,9	1,30	0,27	1873,2	0,175	64,4	3450,5	53,6	140,4	6607,8	58,9	13,2	1610,6	0,610	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	441,2
2073	29,3	1,27	0,28	1902,5	0,178	63,4	3514,0	53,8	139,7	6747,5	59,4	12,4	1623,0	0,615	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	423,2
2074	28,8	1,25	0,29	1931,3	0,180	62,6	3576,6	54,0	139,1	6886,5	60,0	11,7	1634,6	0,619	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	404,7
2075	28,2	1,23	0,31	1959,5	0,183	61,6	3638,2	54,2	138,4	7024,9	60,5	11,0	1645,6	0,623	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	388,6
2076	27,6	1,20	0,32	1987,1	0,186	60,6	3698,8	54,5	137,7	7162,6	61,0	10,3	1655,9	0,627	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	373,2
2077	27,1	1,18	0,35	2014,2	0,188	59,8	3758,6	54,7	137,0	7299,6	61,6	9,3	1665,2	0,631	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	342,1
2078	26,5	1,15	0,37	2040,7	0,191	58,7	3817,4	54,9	136,3	7435,8	62,1	8,3	1673,5	0,634	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	314,8

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2079	26,0	1,13	0,39	2066,7	0,193	57,9	3875,3	55,1	135,6	7571,4	62,7	7,5	1681,0	0,637	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	288,8
2080	25,2	1,10	0,42	2091,9	0,195	56,4	3931,7	55,3	134,9	7706,4	63,3	6,8	1687,8	0,639	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	268,0
2081	24,5	1,06	0,46	2116,4	0,198	55,0	3986,7	55,5	134,2	7840,6	63,9	6,1	1693,8	0,641	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	248,6
2082	23,7	1,03	0,49	2140,1	0,200	53,6	4040,3	55,7	133,5	7974,1	64,5	5,5	1699,3	0,643	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	230,7
2083	23,0	1,00	0,54	2163,1	0,202	52,2	4092,5	55,9	132,8	8106,9	65,1	4,9	1704,2	0,645	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	214,0
2084	22,3	0,97	0,61	2185,5	0,204	50,9	4143,3	56,1	132,2	8239,1	65,7	4,4	1708,7	0,647	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	198,6
2085	21,7	0,94	0,69	2207,1	0,206	49,5	4192,9	56,3	131,5	8370,6	66,3	4,0	1712,7	0,648	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	184,3
2086	21,0	0,91	0,79	2228,1	0,208	48,3	4241,1	56,5	130,8	8501,3	66,9	3,6	1716,3	0,650	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	171,0
2087	20,4	0,89	0,95	2248,5	0,210	47,0	4288,1	56,7	130,1	8631,4	67,5	3,2	1719,5	0,651	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	158,6
2088	19,8	0,86	1,19	2268,3	0,212	45,8	4333,9	56,8	129,4	8760,8	68,1	2,9	1722,4	0,652	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	147,2
2089	19,2	0,83	1,61	2287,4	0,214	44,6	4378,5	57,0	128,7	8889,5	68,8	2,6	1725,0	0,653	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	136,6
2090	18,6	0,81	2,51	2306,0	0,215	43,4	4422,0	57,2	128,0	9017,5	69,4	2,4	1727,4	0,654	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	126,7

5. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Наилучшим условием реализации природ сберегающей технологии является условие, когда основные производственные процессы не зависят от квалификации персонала, а организационно-управленческие структуры процесса составляют неотъемлемую часть используемой техники и технологии. Однако в настоящее время такие технико-технологические разработки отсутствуют.

Для оценки уровня примененной в проекте технологии использованы следующие критерии:

- уровень готовности технологии;
- уровень готовности производства;
- уровень готовности интеграции;
- уровень готовности системы.

Уровень готовности технологии. Используемая технология является серийным производством. Существуют реально эксплуатируемые оборудование, подтверждающие работоспособность технологии в условиях эксплуатации.

Уровень готовности производства. Продукция выпускается в полномасштабном производстве и соответствует всем требованиям к производительности, качеству и надежности. Возможности производственного процесса обеспечивают необходимый уровень качества. Все материалы, инструменты, инспекционное и тестовое оборудование, технические средства и персонал доступны и соответствуют требованиям полномасштабного производства. Цена продукции и затраты на единицу продукции соответствуют целевым, финансирование достаточно для производства продукции по требуемой цене. Практика бережливого производства внедрена.

Уровень готовности интеграции. Применяемые технологии успешно использованы в составе системы, проверены в релевантном окружении взаимодействия используемых технологий.

Уровень готовности системы. Снижены риски интеграции и производства, реализованы механизмы операционной поддержки, оптимизирована логистика, реализован интерфейс с эксплуатацией, система спроектирована с учетом возможностей производства, обеспечены доступность и защита критической информации. Продемонстрированы интеграция системы, взаимодействие с ней, безопасность и полезность. Функциональные возможности соответствуют требованиям заказчика. Поддержка системы осуществляется в соответствии с требованиями к эксплуатации наименее затратным образом на протяжении всего жизненного цикла.

Также при проведении работ предприятие старается использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования на участке соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологических оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

6. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Необходимость отсутствует.

7. ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Загрязняющими ингредиентами при проведении намечаемых работ могут быть следующие компоненты: углеводороды, оксид углерода, сажа, оксид азота, диоксид азота, метан и другие.

Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик.

Выбросы, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения – гигиенических нормативов при осуществлении операций отсутствуют. Все выбросы в пределах экологических нормативов.

Таблица 7.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1(одной) скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,5029561955	32,848267925	821,206698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,892146667	5,27176	87,8626667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,37888889	2,252	45,04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,792579999	5,16068	103,2136
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000009772	0,0000068404	0,00085505
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,609538889	28,5749	9,5249667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000008291	0,000049588	49,588
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094366667	0,54056	54,056
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,26970245	13,5144361596	13,5144362
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,35095	1,93358	19,3358
В С Е Г О :							14,8911478	90,09624051	1203,34302
<p>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</p> <p>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</p>									

Таблица 7.2 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 72 (семидесяти двух) скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	#####	#####	59126,88226
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	64,23456002	379,56672	6326,112002
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	27,28000008	162,144	3242,88
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	57,06575993	371,56896	7431,3792
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000703584	0,0004925088	0,0615636
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	331,8868	2057,3928	685,7976024
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000596952	0,003570336	3570,336
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	6,794400024	38,92032	3892,032
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	163,4185764	#####	973,0394064
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	25,2684	139,21776	1392,1776
	В С Е Г О :						1072,16264	6486,929317	86640,6977
<p>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</p> <p>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</p>									

Таблица 7.3 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при зарезке бокового ствола 1(одной скважины)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,5029561955	32,848267925	821,206698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,892146667	5,27176	87,8626667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,37888889	2,252	45,04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,792579999	5,16068	103,2136
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000009772	0,0000068404	0,00085505
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,609538889	28,5749	9,5249667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000008291	0,000049588	49,588
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094366667	0,54056	54,056
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,26970245	13,5144361596	13,5144362
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,35095	1,93358	19,3358
	В С Е Г О :						14,8911478	90,09624051	1203,34302
<p>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</p> <p>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</p>									

Таблица 7.4 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при зарезке бокового ствола 62 (шестьдесят двух) скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	341,1832841210	2036,592611350	50914,81528
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	55,31309335	326,84912	5447,485335
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	23,49111118	139,624	2792,48
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	49,13995994	319,96216	6399,2432
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000605864	0,0004241048	0,0530131
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	285,7914111	1771,6438	590,5479354
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000514042	0,003074456	3074,456
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	5,850733354	33,51472	3351,472
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	140,7215519	837,8950418952	837,8950444
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	21,7589	119,88196	1198,8196
	В С Е Г О :						923,2511649	5585,966912	74607,2674
<p>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</p> <p>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</p>									

Таблица 7.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при доразведке (испытании) 1(одной) скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,253839999	4,99024384	124,756096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,503749001	0,810914624	13,5152437
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,799588889	2,4492832	48,985664
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	5,90032458743	33,0467839927	660,93568
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00562129068	0,0318958618	3,98698272
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10,052555556	24,959272	8,31975733
0402	Бутан (99)		200			4	0,00088	0,01279425	0,00006397
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,000275	0,0039984	0,00015994
0410	Метан (727*)				50		0,12645	1,3346108	0,02669222
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		2,124	0,10216	0,0020432
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,7856	0,0378	0,00126
0526	Этен (Этилен) (669)		3			3	0,004145	0,060282	0,020094
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,010264	0,0004936	0,004936
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,003224	0,0001552	0,000776
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,006452	0,0003104	0,00051733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000014343	0,000003703	3,703
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,134555555	0,03337	3,337
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,240424444	0,813534	0,813534
В С Е Г О :							33,95196367	68,68790587	868,4095
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при доразведке (испытании) 8(восьми) скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	74,03072	39,921951	998,04877
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	12,029992	6,487317	108,12195
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	6,3967111	19,594266	391,88531
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	47,202597	264,37427	5287,4854
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0449703	0,2551669	31,895862
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	80,420444	199,67418	66,558059
0402	Бутан (99)		200			4	0,00704	0,102354	0,0005118
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,0022	0,0319872	0,0012795
0410	Метан (727*)				50		1,0116	10,676886	0,2135378
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		16,992	0,81728	0,0163456
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		6,2848	0,3024	0,01008
0526	Этен (Этилен) (669)		3			3	0,03316	0,482256	0,160752
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,082112	0,0039488	0,039488
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,025792	0,0012416	0,006208
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,051616	0,0024832	0,0041386
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0001147	2,962E-05	29,624
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	1,0764444	0,26696	26,696
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	25,923396	6,508272	6,508272
В С Е Г О :							271,6157	549,5032	6947,276
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 7.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации на 1 скважин ЭРА v3.0

Таблица 3.1.

ПЕРЕЧЕНЬ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ РАБОТЫ ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,0000543	0,00001954	0,0004885
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,00000961	0,00000346	0,00346
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,518933334	0,38912	9,728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,246826666	0,063232	1,05386667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,098888888	0,02432	0,4864
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,237333334	0,0608	1,216
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0000332416	0,0000575848	0,0071981
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,226222222	0,31616	0,10538667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,000002222	0,0000008	0,00016
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00005105	0,00263094	0,0131547
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0000172222	0,000558	0,00093
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000002374	0,000000669	0,669
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,00000333333	0,000108	0,00108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,023733334	0,00608	0,608
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,00000722222	0,000234	0,00066857
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00002167	0,000073	0,00146
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,00000811667	0,00013906	0,00013906

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,59793545884	0,2948454152	0,29484542
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	2,0002	10,776858	107,76858
В С Е Г О :							5,950283599	11,9352405	121,958818
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 7.8 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации на 4 скважин ЭРА v3.0

Таблица 3.1.

ПЕРЕЧЕНЬ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ РАБОТЫ ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,000217	7,82E-05	0,0004885
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	3,84E-05	1,38E-05	0,00346
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,075733	1,55648	9,728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,987307	0,252928	1,05386667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,395556	0,09728	0,4864
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,949333	0,2432	1,216
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000133	0,00023	0,0071981
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,904889	1,26464	0,10538667

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	8,89E-06	3,2E-06	0,00016
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,000204	0,010524	0,0131547
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	6,89E-05	0,002232	0,00093
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	9,5E-06	2,68E-06	0,669
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	1,33E-05	0,000432	0,00108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094933	0,02432	0,608
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	2,89E-05	0,000936	0,00066857
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		8,67E-05	0,000292	0,00146
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		3,25E-05	0,000556	0,00013906
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,391742	1,179382	0,29484542
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	8,0008	43,10743	107,76858
В С Е Г О :							23,80113	47,74096	121,958818
<p>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</p> <p>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</p>									

Таблица 7.9 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при строительстве скважин

ЭРА v4.0 ТОО "Timal Consulting Group"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2025

м-р Жанажол, Строительство скважин

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса в на карте-схеме	Высота источника выброса в, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)	Объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)	Температура смеси, °С	Х1	У1	Х2	У2							г/с	мг/м3	т/год	
032		Дизель генератор САТ-3512	1	2400	Труба	1725	4	0,2	190,08	5,5030288	450	5006	2459						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,472	1189,659	16,1568	2025	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4017	193,32	2,62548	2025	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1716667	82,615	1,122	2025	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3433333	165,23	2,244	2025	
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	2,06	991,382	13,464	2025	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3,719E-06	0,002	2,4684E-05	2025	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0429167	20,654	0,26928	2025	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1,03	495,691	6,732	2025	
032		Дизель генератор САТ-3512	1	2400	Труба	1726	4	0,2	190,08	5,5030288	450	5006	2454						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,472	1189,659	16,1568	2025	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4017	193,32	2,62548	2025	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1716667	82,615	1,122	2025	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3433333	165,23	2,244	2025	
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	2,06	991,382	13,464	2025	

032	Подготовка площадки	1	14	Неорганизованный	6805					30	4966	2413	1	1					2908	Угарный газ (584) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,35095		1,93358	
-----	---------------------	---	----	------------------	------	--	--	--	--	----	------	------	---	---	--	--	--	--	------	--	---------	--	---------	--

Таблица 7.10 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при резке бокового ствола

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса в на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
		Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)	Объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)						Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2	г/с	мг/м3							т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
032		Дизель генератор САТ-3512	1	2400	Труба	1725	4	0,2	190,08	5,5030288	450	500	245								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,472	1189,659	16,1568	2025
												0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4017	193,32						2,62548	2025				
												0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1716667	82,615						1,122	2025				
												0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3433333	165,23						2,244	2025				
												0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2,06	991,382						13,464	2025				
												0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3,719E-06	0,002						2,4684E-05	2025				
												1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0429167	20,654						0,26928	2025				
												2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1,03	495,691						6,732	2025				

032	Дизель генератор САТ-3512	1	2400	Труба	1726	4	0,2	190,08	5,5030288	450	5006	2454								0301	Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,472	1189,659	16,1568	2025
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4017	193,32	2,62548	2025
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1716667	82,615	1,122	2025
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3433333	165,23	2,244	2025
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2,06	991,382	13,464	2025
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3,719E-06	0,002	2,4684E-05	2025
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0429167	20,654	0,26928	2025
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1,03	495,691	6,732	2025
032	Цементировочный агрегат ЦА-700	1	80	Труба	1727	4	0,05	31,87	1,4920834	450	5000	2461								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,5461333	969,351	0,128	2025
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0887467	157,52	0,0208	2025
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0355556	63,109	0,008	2025
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0853333	151,461	0,02	2025
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,4408889	782,549	0,104	2025
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	8,53E-07	0,002	0,00000022	2025
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0085333	15,146	0,002	2025
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,2062222	366,031	0,048	2025
032	Резервуар для хранения дизтоплива	1	2400	ПСК	1728	3	0,05	2	0,003927	20	5011	2457							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	9,772E-06	2,671	6,8404E-06	2025	

																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0034802	951,156	0,00243616	2025	
032		Паровой котел WNS-2-1.25-Y	1	2400	Труба	1729	6	0,12	0,36	0,0040841	20	4981	2412							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0128229	3369,718	0,40666793	2025
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,02058	5408,215	0,65268	2025
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,04865	12784,727	1,5429	2025
032		Подготовка площадки	1	14	Неорганизованный	6805					30	4966	2413	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,35095		1,93358	

Таблица 7.11 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при испытании

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса в на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кoeffициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точечного источника /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м³	т/год	
		Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)	Объемный расход, м³/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)						Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Площадка 1																									
001		Дизель генератор силового устройства XJ-550	1	2160	Дизель генератор силового устройства XJ-550;	0005				0,4159996	450	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,1733333	7469,717	1,184	2026
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1906667	1213,829	0,1924	2026
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0763889	486,31	0,074	2026
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид)	0,1833333	1167,143	0,185	2026

																			сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,94722 22	6030,24	0,962	2026
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1,833E- 06	0,012	2,035E- 06	2026
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01833 33	116,714	0,0185	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,44305 56	2820,59 6	0,444	2026
001		Емкость для хранения нефти V=50м3	1	2160	Емкость для хранения нефти V=50м3;	0006													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00044		0,000021 15	2026
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,531		0,02554	2026
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1964		0,00945	2026
																			0602	Бензол (64)	0,00256 6		0,000123 4	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00080 6		0,000038 8	2026
																			0621	Метилбензол (349)	0,00161 3		0,000077 6	2026
001		Емкость для хранения нефти V=50м3	1	2160	Емкость для хранения нефти V=50м3;	0007													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00044		0,000021 15	2026
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,531		0,02554	2026
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1964		0,00945	2026
																			0602	Бензол (64)	0,00256 6		0,000123 4	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00080 6		0,000038 8	2026
																			0621	Метилбензол (349)	0,00161 3		0,000077 6	2026
001		Емкость для хранения нефти V=50м3	1	2160	Емкость для хранения нефти V=50м3;	0008													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00044		0,000021 15	2026
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,531		0,02554	2026
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1964		0,00945	2026
																			0602	Бензол (64)	0,00256 6		0,000123 4	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00080 6		0,000038 8	2026

																		0621	Метилбензол (349)	0,001613		0,0000776	2026
001	Емкость для хранения нефти V=50м3	1	2160	Емкость для хранения нефти V=50м3;	0009					0	0							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00044		0,00002115	2026
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,531		0,02554	2026
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1964		0,00945	2026
																		0602	Бензол (64)	0,002566		0,0001234	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000806		0,0000388	2026
																		0621	Метилбензол (349)	0,001613		0,0000776	2026
001	Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320	1	2160	Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;	0010			0,0226532	450	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3754667	43895,245	0,064	2026
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0610133	7132,977	0,0104	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244444	2857,763	0,004	2026
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0586667	6858,632	0,01	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031111	35436,266	0,052	2026
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	5,87E-07	0,069	0,00000011	2026
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0058667	685,863	0,001	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1417778	16575,027	0,024	2026
001	Емкость для хранения дизтоплива	1	2160	Емкость для хранения дизтоплива;	0011					0	0							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	9,77E-06		1,837E-06	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00348		0,000654	2026
001	ДЭС	1	2160	ДЭС;	0012			0,0291423	450	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,5333333	48467,493	0,0832	2026
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0866667	7875,968	0,01352	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0347222	3155,436	0,0052	2026

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса в на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэсплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)	Объемный расход, м ³ /с (Т = 293.15 К, Р = 101.3 кПа)	Температура смеси, °С	Х1	У1	Х2	У2							г/с	мг/нм ³	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
015		Дизельный двигатель	1	247,2	Выхлопная труба	0050	2	0,2	11	0,27089	177	6524	11315							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,8362667	5088,639	0,1216	2026
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1358933	826,904	0,01976	2026
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0544444	331,292	0,0076	2026
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1306667	795,1	0,019	2026
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,6751111	4108,016	0,0988	2026
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1,307E-06	0,008	2,09E-07	2026
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0130667	79,51	0,0019	2026
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,3157778	1921,491	0,0456	2026
015		Дизельный-генератор	1	247,2	Выхлопная труба	0051	2	0,2	8,88	0,5962739	177	6949	9238							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,6826667	1887,178	0,26752	2026
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1109333	306,666	0,043472	2026
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0444444	122,863	0,01672	2026
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1066667	294,871	0,0418	2026
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,5511111	1523,503	0,21736	2026
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1,067E-06	0,003	0,00000046	2026

																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01066 67	29,487	0,00418	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,25777 78	712,60 6	0,10032	2026
017	Дизельный генератор ДЭС-200	1	343.2	Выхлопная труба	0052	7	0,2	6323,4	1,147719 1	450	3432	9493							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,42666 67	984,53	0,51904	2026
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06933 33	159,98 6	0,084344	2026
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02777 78	64,097	0,03244	2026
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,06666 67	153,83 3	0,0811	2026
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,34444 44	794,80 3	0,42172	2026
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	6,67E- 07	0,002	8,92E-07	2026
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00666 67	15,383	0,00811	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,16111 11	371,76 2	0,19464	2026
014	Снятие грунта	1	48	Неорганизованный выброс	6090	2					5686	1056 5	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,1674		0,01085	2026
014	Земляные работы: выемка и погрузка	1	48	Неорганизованный выброс	6091	2					6851	7163	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер,	0,0833		0,0178	2026

																			Растворитель РПК-265П) (10)					
015		Емкость для шлама 4м3	1	247.2	Неорганизованный выброс	6097	2					7554	11116	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,004444		0,121	2026
015		Дегазатор бурового раствора	1	247.2	Неорганизованный выброс	6098	2					10551	9463	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,008		0,00712	2026
015		Установка подачи топлива (насос) - 2шт.	2	494.4	Неорганизованный выброс	6099	2					3923	9396	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,111E-05		5,5384E-05	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0110789		0,01972462	2026
016		Планировка площадки	1	48	Неорганизованный выброс	6101	2					7418	8665	1	1				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	1,624		0,589	2026
016		Трамбовка грунта	1	48	Неорганизованный выброс	6102	2					3455	11108	1	1				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0286		0,817	2026

016		Планировка грунта	1	48	Неорганизованный выброс	6103	2											2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0123		6,014208	2026	
016		Покрасочные работы	1	15	Неорганизованный выброс	6104	2												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000048		0,00259044	2026
																			0621	Метилбензол (349)	1,722E-05		0,000558	2026
																			1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	3,333E-06		0,000108	2026
																			1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	7,222E-06		0,000234	2026
																			2752	Уайт-спирит (1294*)	1,867E-06		0,00009856	2026
016		Лакокрасочные работы	1	15	Неорганизованный выброс	6105	2											0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	6,25E-06		0,0000405	2026	
																		2752	Уайт-спирит (1294*)	6,25E-06		0,0000405	2026	
017		Емкость для дизельного топлива V=20 м3	1	343.2	Неорганизованный выброс	6106	2			30	5495	9293	3	7					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1,22E-06		2,2316E-06	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0004344		0,00079477	2026
017		Емкость для отработанного масла	1	343.2	Неорганизованный выброс	6107	2				4568	11779	309	309					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0000967		0,000297	2026
017		Насос подачи ГСМ к дизельным установкам	1	343.2	Неорганизованный выброс	6108	2				4806	9325	2	2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,443E-05		0,0000672	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0193856		0,0239328	2026
017		Сварочные работы	1	48	Неорганизованный выброс	6109	2				4160	8929	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо	0,002376		0,000385	2026

																			триоксид, Железа оксид (274)					
																			0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,0002044		0,0000331	2026
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0002667		0,0000432	2026
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0000433		0,00000702	2026
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,002956		0,000479	2026
																			0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0001667		0,000027	2026
																			0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,000733		0,0001188	2026
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,000311		0,0000504	2026
017		Покрасочны с работы	1	48	Неорганизован ный выброс	6110	2					2164	9134	2	2				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000625		0,0135	2026
																			2752	Уайт-спирит (1294*)	0,0000625		0,0135	2026
017		Емкость для масла	1	343,2	Неорганизован ный выброс	6111	2					3144	7434	76	76				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	2,167E-05		0,000073	2026

ЭРА v4.0 ТОО "Timal Consulting Group"

Таблица 7.13 - Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

м-р Жанажол, Строительство скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ,мг/м3	Выброс вещества, г/с (М)	Средневзвешенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		0,892146667	4	2,2304	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		0,37888889	4	2,5259	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4,609538889	4,02	0,9219	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		0,000008291	4	0,8291	Да
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			2,26970245	4	2,2697	Да
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		0,35095	2	1,1698	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		5,5029561955	4	27,5148	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		0,792579999	4,05	1,5852	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			0,000009772	3	0,0012	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		0,094366667	4	1,8873	Да
<p>Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: Сумма(Н_і*М_і)/Сумма(М_і), где Н_і - фактическая высота ИЗА, М_і - выброс ЗВ, г/с</p> <p>2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.</p>								

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

ПК ЭРА v4.0. Модель: МРК-2014

Город: 020 м-р Жанажол

Объект: 0015 Строительство скважин

Вар.расч.: 7 существующее положение (2025 год)

Дата формирования: 27.08.2025 15:59

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприятия	Колич.ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	ПДКсс мг/м3	Класс опасн.
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	4,073981	1,121498	0,043068	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,316677	0,090401	0,003489	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1,076402	0,237769	0,002145	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,332289	0,06815	0,002497	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	0,5	0,05	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,016939	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,156317	0,038337	0,001447	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	5	3	4
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,353063	0,077971	0,000703	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0,00001*	0,000001	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,268162	0,076622	0,002955	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0,05	0,01	2
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0,370243	0,093017	0,003562	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	1	0,1*	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	125,34713	0,187991	0,000856	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0,3	0,1	3
6007	0301 + 0330	4,40627	1,189648	0,045565	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4			
6037	0333 + 1325	0,285101	0,076981	0,00296	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4			
6044	0330 + 0333	0,349228	0,068509	0,002502	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5			

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДКмр(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. "Звездочка" (*) в графе "ПДКсс" означает, что соответствующее значение взято как ПДКмр/10.
5. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр.

На этапе проектных работ предполагается эксплуатация автотранспорта и спецтехники, работающей на дизельном топливе. Основным источником загрязнения атмосферы при использовании автотранспорта являются отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания. В них содержатся оксид углерода, оксид и диоксид азота, различные углеводороды, диоксид серы. Содержание диоксида серы зависит от количества серы в дизельном топливе, а содержание других примесей - от способа его сжигания, а также способа наддува и нагрузки двигателя. Высокое содержание вредных примесей в отработавших газах двигателей в режиме холостого хода обусловлено плохим смешиванием топлива с воздухом и сгоранием топлива при более низких температурах.

Согласно п. 17 статьи 202 Экологического Кодекса РК «Нормативы допустимых выбросов для передвижных источников не устанавливаются».

Работы на месторождении сопровождаются выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие которых на окружающую среду находится в прямой зависимости от метеорологических условий, вида загрязняющего вещества, времени воздействия и др.

Перемещение воздушных масс в атмосфере возникает вследствие существующей разницы в нагреве воздушных слоев, находящихся над морями и материками между полюсами и экватором. Кроме крупномасштабных воздушных течений в нижних слоях атмосферы возникают многочисленные местные циркуляции, связанные с особенностями нагревания атмосферы в отдельных районах. Температурная стратификация атмосферы определяет условие перемешивания загрязняющих веществ и характеризуется коэффициентом стратификации.

Одним из ведущих параметров процесса рассеивания в воздухе конкретного промышленного предприятия является скорость ветра. В условиях безветрия рассеивание вредных веществ происходит главным образом под воздействием вертикальных потоков воздуха, и при данных условиях загрязняющие вещества оседают вблизи источника выброса. Высокие скорости ветра увеличивают разбавляющую роль атмосферы, способствуют более низким кризисным концентрациям в направлении ветра.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации загрязняющих веществ, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе опасной скорости ветра.

Перед проведением расчетов загрязнения атмосферы была проведена оценка целесообразности расчетов. Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение представлено в расчете рассеивания.

8. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫХ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ, ТЕПЛОВЫХ И РАДИАЦИОННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей в период проведения работ можно выделить:

- воздействие шума;
- воздействие вибрации;
- электромагнитное излучение.

Шум. Технологические процессы проведения сейсморазведочных работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время проектных работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3

восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства, эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудований, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Шумовое воздействие автотранспорта. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше – 91 дБ (А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Электромагнитные излучения. Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными документами.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Радиационное воздействие

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

Исходя из геолого-геоморфологических условий района исследований, первично природная радиационная обстановка соответствует относительно низкому уровню радиоактивности, характерному для селитебных территорий равнинных ландшафтов.

9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Характеристика технологических процессов предприятия, как источников образования отходов

Этап разработки будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов производства и потребления, которые могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Отходы - любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Отходы производства (производственные отходы) – остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства.

Отходы потребления - продукты и (или) изделия, образующиеся в результате жизнедеятельности человека, полностью или частично утратившие свои потребительские свойства, их упаковка и иные вещества или их остатки, срок годности либо эксплуатации которых истек независимо от их агрегатного состояния, а также от которых собственник самостоятельно физически избавился либо документально перевел в разряд отходов потребления.

В соответствии с Экологическим кодексом РК под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса РК во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Передача отходов должна осуществляться специализированной организацией, имеющей лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов согласно п.1 статьи 336 на основании договора.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды должна проводиться политика управления отходами, которая позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников, и окружающей природной среды. Система управления отходами контролирует безопасное размещение различных типов отходов.

Одними из основополагающих принципов в области управления и обращения с отходами производства и потребления должны быть:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- организация всех строительных и эксплуатационных работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемого удаления отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов;
- приоритет принятия предупредительных мер над мерами по ликвидации экологических негативных воздействий отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления подлежат временному хранению в специальных контейнерах на специально отведенных местах производственного объекта, с последующим вывозом на утилизацию, переработку, обезвреживание и размещение отходов согласно договору, с специализированной организацией, имеющей лицензию на выполнение данных операций.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Временное складирование отходов разрешается на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по

восстановлению или удалению. (Экологический кодекс РК, статья 320 п.2).

Перечень отходов производства и потребления определен в соответствии со спецификой проведения работ, нормативными документами, действующими в РК, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденным приказом И. о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Степень влияния группы отходов на экосистему зависит от вида отходов, класса опасности, количества, времени и характера захоронения или утилизации отходов.

Под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими.

В соответствии со ст. 338 ЭК РК виды отходов определяются на основании классификатора отходов, утвержденного приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Классификатор отходов определяет вид отходов с учетом происхождения и состава каждого вида отходов и в необходимых случаях определяет лимитирующие показатели концентрации опасных веществ в целях их отнесения к опасным или неопасным.

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов с учетом требований Экологического Кодекса.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов («зеркальные» виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Для определения класса опасности отходов, которые Экологическим Кодексом не регламентируются, использованы Санитарные Правила "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.).

Управление отходами

Этап строительства будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов производства и потребления, которые могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Отходы - любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Отходы производства (производственные отходы) – остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства.

Отходы потребления - продукты и (или) изделия, образующиеся в результате жизнедеятельности человека, полностью или частично утратившие свои потребительские свойства, их упаковка и иные вещества или их остатки, срок годности либо эксплуатации которых истек независимо от их агрегатного состояния, а также от которых собственник самостоятельно физически избавился либо документально перевел в разряд отходов

потребления.

В соответствии с Экологическим кодексом РК под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса РК во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды должна проводиться политика управления отходами, которая позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников, и окружающей природной среды. Система управления отходами контролирует безопасное размещение различных типов отходов.

Одними из основополагающих принципов в области управления и обращения с отходами производства и потребления должны быть:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- организация всех строительных и эксплуатационных работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемого удаления отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов;
- приоритет принятия предупредительных мер над мерами по ликвидации экологических негативных воздействий отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления подлежат временному хранению в специальных контейнерах на специально отведенных местах производственного объекта, с последующим вывозом на утилизацию, переработку, обезвреживание и размещение отходов согласно договору, ссопциализированной организацией, имеющей лицензию на выполнение данных операций.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Временное складирование отходов разрешается на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. (Экологический кодекс РК, статья 320 п.2).

Перечень отходов производства и потребления определен в соответствии со спецификой проведения работ, нормативными документами, действующими в РК, в соответствии с Классификатором отходов, утверждённым приказом И. о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Степень влияния группы отходов на экосистему зависит от вида отходов, класса опасности, количества, времени и характера захоронения или утилизации отходов.

Под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими.

В соответствии со ст. 338 ЭК РК виды отходов определяются на основании классификатора отходов, утвержденного приказом и.о. Министра экологии,

геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Классификатор отходов определяет вид отходов с учетом происхождения и состава каждого вида отходов и в необходимых случаях определяет лимитирующие показатели концентрации опасных веществ в целях их отнесения к опасным или неопасным.

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов с учетом требований Экологического Кодекса.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов («зеркальные» виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Для определения класса опасности отходов, которые Экологическим Кодексом не регламентируются, используются Санитарные Правила "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.).

В систему управления отходами на месторождении Жанажол входят:

- расчет объемов образования отходов;
- обустройство площадки для временного складирования отходов, вывоз отходов на утилизацию/переработку в места захоронения;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

При проведении работ на месторождении Жанажол АО «СНПС-Актобемұнайгаз» планируется следующая система управления отходами:

- Ведение строгого учета образования отходов на всех производственных объектах.
- Накопление отходов осуществляется на месте их образования согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для накопления отходов будут оборудованы специальные площадки, и установлено необходимое количество контейнеров.
- При образовании отходов, в течение трех месяцев, будут осуществлены работы по паспортизации отходов с привлечением специализированных организаций.
- Транспортирование отходов будут осуществлять специализированные организации, которые имеют все необходимые разрешительные документы на занятие данным видом деятельности, а также автотранспорт и персонал.
- Передача отходов для утилизации и удаления будет осуществляться только в специализированные организации.

Накопление отходов на месте их образования

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение установленных сроков, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их подготовки к дальнейшей транспортировке на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить отдельный сбор отходов в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан. Под отдельным сбором отходов понимается сбор отходов отдельно по видам или группам в целях упрощения дальнейшего специализированного управления ими.

Требования к отдельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному отдельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности. Отдельный сбор осуществляется по следующим фракциям:

- 1) «сухая» (бумага, картон, металл, пластик и стекло);
- 2) «мокрая» (пищевые отходы, органика и иное).

Запрещается смешивание отходов, подвергнутых отдельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Места накопления отходов предназначены для:

- временного складирования отходов на месте образования **на срок не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- временного складирования опасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.
- накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).
- Запрещается накопление отходов с превышением установленных сроков и лимитов накопления.

При проведении работ на месторождении Жанажол АО «СНПС-Актобемұнайгаз» будет осуществляться накопление отходов на месте их образования. Все образующиеся на предприятии отходы до вывоза по договорам временно хранятся на территории предприятия.

Ниже приведены требования к площадкам временного хранения и емкостям сбора различных видов отходов, согласно Приказу и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

Отходы производства I класса опасности хранят в герметичной таре (стальные бочки, контейнеры). По мере наполнения, тару с отходами закрывают стальной крышкой, при необходимости заваривают электрогазосваркой и обеспечивают маркировку упаковок с опасными отходами с указанием опасных свойств.

Отработанные люминесцентные лампы, до передачи их на термомеркуризацию, размещаются в заводской картонной упаковке в специальном помещении (металлическом контейнере).

Отходы производства 2 класса опасности хранят, согласно агрегатному состоянию, в полиэтиленовых мешках, пакетах, бочках и тарах, препятствующих распространению вредных веществ (ингредиентов).

Отходы производства 3 класса опасности хранят в таре, обеспечивающей локализованное хранение, позволяющей выполнять погрузочно-разгрузочные, транспортные работы и исключающей распространение вредных веществ.

Отходы производства 4 класса опасности хранят открыто на промышленной площадке в виде конусообразной кучи, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место утилизации или захоронения.

Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Обезвреживание отходов - обработка отходов, имеющая целью исключение их опасности или снижения уровня опасности до допустимого значения.

Твердые отходы, в том числе сыпучие отходы, хранятся в контейнерах, пластиковых, бумажных пакетах или мешках, по мере накопления их вывозят на полигоны.

Площадки для временного хранения отходов располагают на территории производственного объекта с подветренной стороны. Площадки покрывают твёрдым и непроницаемым для токсичных отходов (веществ) материалом, обваловывают, устройством слива и наклоном в сторону очистных сооружений. Направление поверхностного стока с площадок в общий ливнеотвод не допускается. Для поверхностного стока с площадки предусматривают специальные очистные сооружения, обеспечивающие улавливание токсичных веществ, очистку и их обезвреживание. На площадке предусматривают защиту отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра.

Под твердыми бытовыми отходами (ТБО) понимаются коммунальные отходы в твердой форме. Контейнерные площадки – специальные площадки для накопления отходов, на которых размещаются контейнеры для сбора твёрдых бытовых отходов, с наличием подъездных путей для специализированного транспорта, осуществляющего транспортировку твёрдых бытовых отходов.

Пищевые отходы столовой собирают в емкости с крышками, хранят в охлаждаемом помещении или в холодильных камерах. Пищевые отходы допускаются использовать на корм скоту.

При проведении разработки на месторождении Жанажол АО «СНПС Актобемұнайгаз» накопление и временное хранение отходов производства проводится на специальных площадках (местах), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают отдельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности. Допускается накопление и временное хранение отходов сроком не более шести месяцев, до их передачи третьим лицам, осуществляющим работы по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

Транспортировка отходов

Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления. Транспортировка отходов осуществляется с соблюдением требований Экологического кодекса. Транспортировка опасных отходов должна быть сведена к минимуму и допускается при следующих условиях:

- наличие соответствующих упаковки и маркировки опасных отходов для целей транспортировки;
- наличие специально оборудованных и снабжённых специальными знаками транспортных средств;
- наличие паспорта опасных отходов и документации для транспортировки и передачи опасных отходов с указанием количества транспортируемых опасных отходов, цели и места назначения их транспортировки;
- соблюдение требований безопасности при транспортировке опасных отходов, а также к выполнению погрузочно-разгрузочным работ.

Транспортировка (в том числе вывоз) твердых бытовых отходов должна осуществляться транспортными средствами, соответствующими требованиям настоящего Кодекса. Требования к транспортировке отходов, окраске, снабжению специальными отличительными знаками и оборудованию транспортных средств, а также к погрузочно-разгрузочным работам устанавливаются национальными стандартами Республики Казахстан, включёнными в перечень, утверждённый уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Восстановление отходов

Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

- *Подготовка отходов к повторному использованию.* Подготовка отходов к повторному использованию включает в себя проверку состояния, очистку и (или) ремонт, посредством которых ставшие отходами продукция или ее компоненты подготавливаются для повторного использования без проведения какой-либо иной обработки.

- *Переработка отходов.* Под переработкой отходов понимаются механические, физические, химические и (или) биологические процессы, направленные на извлечение из отходов полезных компонентов, сырья и (или) иных материалов, пригодных для использования в дальнейшем в производстве (изготовлении) продукции, материалов или веществ вне зависимости от их назначения, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 4 настоящей статьи.

- *Утилизация отходов.* Под утилизацией отходов понимается процесс использования отходов в иных, помимо переработки, целях, в том числе в качестве вторичного энергетического ресурса для извлечения тепловой или электрической энергии, производства различных видов топлива, а также в качестве вторичного материального ресурса для целей строительства, заполнения (закладки, засыпки) выработанных пространств (пустот) в земле или недрах или в инженерных целях при создании или изменении ландшафтов. Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов. Утилизация отходов производства в подразделениях предприятия проводится в тех направлениях и объемах, которые соответствуют существующим производственным условиям.

Переработке подлежат следующие отходы: отработанные масла, металлолом.

Образующийся на предприятии металлолом складывается на площадке для сбора металлолома. По мере накопления сдается предприятиям на основе проведенного тендера.

Отработанное смазочное масло будет собираться в резервуарах для хранения отходов с дальнейшей утилизацией, которая будет выполняться специализированными предприятиями, список которых будет уточняться на следующих стадиях реализации проекта.

Учет отходов

Ответственным по учету всех отходов производства и потребления и осуществлению взаимоотношений со специализированными организациями является ответственный по ООС на предприятии.

Каждое производственное подразделение АО «СНПС Актобемұнайгаз» назначает ответственного за обращение с отходами. Ответственный за обращение с отходами, на основании инвентаризации отходов, ведет первичный учет объемов образования, сдачи на регенерацию, утилизации, реализации, отправки на специализированные предприятия и размещения на полигонах отходов, образованных в результате производственной и хозяйственной деятельности производственного подразделения.

Инженер по ООС готовит сводный отчет и представляет в уполномоченный орган отчет по опасным отходам, выполняет расчеты платежей за размещение отходов в ОС.

Производственный контроль при обращении с отходами

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением отходов. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

Отходы, получаемые от третьих лиц, отсутствуют.

Накопленные отходы отсутствуют.

Отходы, подвергшиеся захоронению, отсутствуют.

Характеристика образующихся отходов на месторождении Жанажол со сведениями об объеме и составе отходов, скорости образования (т/год), классификации, способах их накопления, сбора, транспортировки, обезвреживания, восстановления и удаления представлены в таблице ниже.

Предварительные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления.

Согласно «Экологическому Кодексу РК», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации и захоронения.

По «Классификатору отходов» приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6.08.2021 года №314 вид отходов при разведке, добыче и физико-химической обработке полезных ископаемых - группа 01 05 05 буровой шлам и другие отходы бурения:- код 01 05 05 – буровой раствор.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- тара из под химреактивов (мешкотара и пласмассовые бочки)
- отработанные масла

Буровой шлам (БШ) – смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляемая из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами. БШ по

минеральному составу не токсичен, но диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсические вещества.

Удельная плотность бурового шлама в среднем равна 2,1 т/м³, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75$ т/м³.

Уровень опасности БШ – код 01 05 05* – опасные отходы.

Таким образом, наряду с выбуренной породой БШ содержит все химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. Однако, из применяющихся химреагентов, используются их водные растворы, концентрация химреагентов в которых 0,1- 0,5 %. Собственно химреагенты теряются при проводке ствола скважины: за счет фильтрации в пласты, а также входят в состав образующейся по стволу скважины глинистой корки. Выходящий из скважины буровой раствор является обедненным вследствие указанных выше потерь химвеществ. Поэтому их концентрация в отработанном буровом растворе еще меньше указанной. В условиях разбухания карбонатного по преимуществу разреза частицы бурового шлама обладают малой пористостью, следовательно, слабо насыщены химически отработанным буровым раствором.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Отработанный буровой раствор (ОБР) - является вторым по объему загрязнению видом отходов бурения. Объем их образования зависит от многих технологических и гидрогеологических условий и рассчитывается для каждого предприятия отдельно, в соответствии с проектной документацией.

Уровень опасности ОБР – код 01 05 05* – опасные отходы.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции токсических веществ в природные объекты должна предусматриваться инженерная система организованного их сбора, хранения. Запрещается сброс отходов бурения (БСВ, ОБР) и канализационных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты.

В процессе бурения скважин осуществляется безамбарный способ бурения. Оборудование замкнутой системы очистки и приготовления бурового раствора с использованием металлических емкостей, а также контейнеров для сбора и вывоза шлама, по усмотрению подрядной организации.

Процесс очистки раствора заключается в следующем: буровой раствор из скважины с выбуренной породой поступает в очистительную систему - вибросита, где он освобождается от шлама (твердая фаза) и поступает в буровой насос, обратно закачивается в скважину. Процесс периодически повторяется. Шлам (твердая фаза) собирается в металлических емкостях или в контейнерах. Объем металлической емкости объемом 15-20м³ (с приваренными ручками для удобства транспортировки). По мере заполнения емкости шлам (твердая фаза), транспортером (или экскаватором) подается в самосвал и вывозится на полигон по договору.

Отработанный буровой раствор повторно используется или при непригодности к повторному применению вывозится на полигон по договору. Гидроизоляция площадки под емкости отходов осуществляется металлическими листами или деревянными щитами. Кроме того, в полах силового, насосного блока и блока приготовления раствора устанавливаются поддоны для сбора дренажей от оборудования, что исключает поступление загрязняющих веществ в окружающую среду при работе установки

Твердо-бытовые отходы

Строительство скважин предусматривает организацию полевого лагеря (временный вагончик) на территории временного земельного отвода. В результате жизнедеятельности образуются твердые – бытовые отходы. Твердо-бытовые отходы складировуются в специальные контейнеры. Территория под твердо-бытовые отходы ограждено с табличкой «ТБО». По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемұнайгаз».

ТБО характеризуется следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимые в воде. Уровень опасности используемой тары – 20 03 01 – неопасные отходы.

Количество образования отходов ТБО определяется по формуле:

$$M = \frac{p \cdot m \cdot n \cdot q}{365}, \text{ где } p\text{-норма накопления отходов на 1 человека в год, } 0,3 \text{ м}^3/\text{год};$$

m- численность работников, 30 человек;

n- продолжительность рабочего дня, 122 суток;

q-плотность ТБО, равна 0,25 т/м³

$$M = \frac{0,3 \cdot 30 \cdot 122 \cdot 0,25}{365} = 0,75 \text{ тонн/год}$$

От 62 скважин 46,5 тонн.

От 72 скважин 54 тонн

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. ветошь содержит до 5% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и вывозится на полигон.

Уровень опасности промасленной ветоши (ветошь обтирочная) – 15 02 02* – опасные отходы.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

Где M₀ – поступающее количество ветоши- 0,1 т/год

M- норматив содержания в ветоши масел, M=0,12*M₀;

W- нормативное содержание в ветоши влаги, W=0,15*M₀;

$$M = 0,12 \cdot 0,1 = 0,012$$

$$W = 0,15 \cdot 0,1 = 0,015$$

Количество промасленной ветоши:

$$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = 0,127 \text{ т/год}$$

От 62 скважин 7,874 тонн.

От 72 скважин 9,144 тонн

Тара из под химреактивов (мешкотара и пластмассовые бочки)

При бурении скважин используется различные химические реагенты, после которых отходами являются их упаковка.

Уровень опасности тары из под химреактивов (мешки мешкотара) – 15 01 01 не опасные отходы.

Уровень опасности тары из под химреактивов (пластмассовые бочки) – 15 01 02 не опасные отходы.

Тара (мешки и мешкотара) собирается и вывозится на полигон ТБО УОПиТ

Тара (пластмассовые бочки) вывозится по договору на утилизацию

Вес тары из под реактивов рассчитывается по следующей формуле: $M_{отх} = N \times m$

Количество мешков с реактивами на 1 скважину, шт -150

Вес одного мешка без реактивов кг, -1

Мешкотара (мешки) $M_{отх} = 150 \times 1 \text{ кг} = 150 \text{ кг} (0,15 \text{ т})$

От 62 скважин 9,3 тонн.

От 72 скважин 10,8 тонн

Количество бочек с реактивами, шт-35

Вес одной бочки без реактивов кг,- 10

Пластмассовые бочки: $M_{отх} = 35 \times 10 \text{ кг} = 350 \text{ кг} (0,35 \text{ т})$

От 62 скважин 21,7 тонн.

От 72 скважин 25,2 тонн

Отработанные масла - жидкий отход, уровень опасности 13 02 04* – опасные отходы.

Количество отработанного масла производится по формуле (Согласно Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» №100-п от 18.04.2008г.):

$$N = (N_b + N_d) * 0.25;$$

$$N_b = Y_b * H_b * p \quad N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_b - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе;

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива p – Плотность моторного масла, 0,930 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива Н	Плотность масла. т/м ³	Доля потерь масла от общего его количества	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер
Диз. топливо	897,6	0,032	0,93	0,25	6,68
Всего:					6,68

От 62 скважин 414,16 тонн.

От 72 скважин 480,96 тонн

Расчет объемов отходов бурения

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) выполнены в соответствии с РД 51-1-96.

Таблица 9.1.1 - Данные для расчета объемов отходов бурения

№ п/п	Наименование	Интервал бурения (м)			
		0-30	30-1000	1000-2202	2202-4066
1.	Диаметр ствола скважины, мм	660,4	444,5	311,2	215,9
2.	Длина интервала ствола, мм	30	970	1202	1864
3.	Площадь сечения, м ²	0,342	0,155	0,076	0,036

4.	Коэффициент каверзности	1,1	1,1	1,2	1,2
5.	Объем интервала скважин, м ³	11,29	165,38	109,62	80,52
6.	Объем всей скважины, м ³	$V_{\Pi} = 366,81 \text{ м}^3$			

Расчет объем отходов при строительстве скважины:

1.1. Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле: $V_{ш} = V_n * 1,2$

$V_{ш} = 366,81 \times 1,2 = 440,17 \text{ м}^3$ где 1,2 - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

1.2. Объем отработанного бурового раствора (ОБР)

$$V_{обр} = 0,25 * K_2 * V_n + 0,5 * V_{ц};$$

где K_2 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе (в соответствии с РД 51-1-96), $K_2=1,052$;

V_n - объем циркуляционной системы буровой установки. Объем циркуляционной системы буровой установки, зависит от глубины бурения (Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 51-1-96, $V_{ц} = 150 \text{ м}^3$).

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 366,81 + 0,5 \times 150 = 171,47 \text{ м}^3$$

1.3. Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) с учетом повторного использования:

$$V_{БСВ} = 0,25 * V_{обр}$$

$$V_{БСВ} = 0,25 * 171,47 = 42,87 \text{ м}^3$$

1.4. Суммарный объем отходов бурения

$$V_{сум} = 1,1 \times (V_{ш} + V_{обр})$$

$$V_{сум} = 1,1 \times (440,17 + 171,47) = 672,80 \text{ м}^3$$

Количество отходов бурения. Количество отходов бурения (буровой шлам, отработанный буровой раствор) определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{обр} * \rho_{обр}$$

где: $V_{ш}$ - объем шлама, м³;

$V_{обр}$ - объем отработанного бурового раствора, м³;

$\rho_{ш}$ - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м³;

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,23 т/м³;

$$Q_1 = 440,17 * 1,75 + 171,47 * 1,23 = 770,30 + 210,91 = 981,21.$$

От 1 скважины – 981,21 т. От 62 скважин 57115,02 тонн.

От 72 скважин 471922,8 тонн

Таблица 9.1.2 - Классификация отходов и объем образования

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При строительстве 1 (одной) скважины, т/год	При резке бокового ствола у 62 (шестидесяти двух) скважин, т/год	При строительстве 72 (семидесяти двух) скважины, т/год
1	Буровой шлам	01 05 05*	Опасные отходы	770,3	47758,6	55461,6
2	Отработанный буровой раствор	01 05 05*	Опасные отходы	210,91	13076,42	15185,52
3	Буровые сточные воды	010506*	Опасные отходы	42,87	2657,94	3086,64
4	Отработанные масла	13 02 06*	Опасные отходы	6,68	414,16	480,96
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	Опасные отходы	0,127	7,874	9,144
6	ТБО	20 01 08	Неопасные отходы	0,75	46,5	54
7	Мешкотара	15 01 01	Неопасные отходы	0,15	9,3	10,8
8	Пластмассовые бочки	15 01 02	Неопасные отходы	0,35	21,7	25,2
Итого:				1032,137	63992,49	74313,86

Таблица 9.1.3 - Лимиты накопления отходов

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, при строительстве 1 (одной) скважины, т/год	Лимит накопления, при резке бокового ствола у 62 (шестидесяти двух) скважин, т/год	Лимит накопления, при строительстве 72 (семидесяти двух) скважины, т/год
1	2	3		
Всего	-	1032,137	63992,49	74313,86
в т. ч. отходов производства	-	1031,387	63945,99	74259,86
отходов потребления	-	0,75	46,5	54
Опасные отходы				
Буровой шлам	-	770,3	47758,6	55461,6
Отработанный буровой раствор	-	210,91	13076,42	15185,52
Буровые сточные воды	-	42,87	2657,94	3086,64
Отработанные масла	-	6,68	414,16	480,96
Промасленная ветошь	-	0,127	7,874	9,144
Не опасные отходы				
ТБО	-	0,75	46,5	54
Мешкотара	-	0,15	9,3	10,8
Пластмассовые бочки	-	0,35	21,7	25,2
Зеркальные отходы				
-	-	-	-	-

Расчет образования отходов при испытании скважин**Коммунальные отходы (ТБО)**

Количество образования отходов ТБО определяется по формуле:

$$M = \frac{p \cdot m \cdot n \cdot q}{365}$$

где p- норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 м³/год;

m- численность работников, 12 человек;

n- продолжительность рабочего дня, 90 суток на 1 объект;

q-плотность ТБО, равна 0,25 т/м³

Количество образования ТБО в полевом лагере:

$$M = \frac{0,3 \cdot 12 \cdot 90 \cdot 0,25}{365} = 0,22 \text{ тонн/год}$$

от 1-го объекта – 0,22 т/год

от 8 (восьми) скважин – 1,76 т/год

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. ветошь содержит до 5% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и вывозится на полигон.

Уровень опасности промасленной ветоши (ветошь обтирочная) – 15 02 02* – опасные отходы.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

Где M₀ – поступающее количество ветоши- 0,1 т/год

M- норматив содержания в ветоши масел, M=0,12*M₀;

W- нормативное содержание в ветоши влаги, W=0,15*M₀;

Количество промасленной ветоши:

$$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = 0,127 \text{ т/год}$$

от 1-го объекта – 0,127 т/год

от 8 (восьми) скважин – 1,016 т/год

Таблица 9.1.4 - Классификация отходов и объем образования

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При испытании 1 объекта скважины, т/год	При испытании 8 (восьми) скважин, т/год
1	Коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	Неопасные отходы	0,22	1,76
2	Промасленная ветошь	15 02 02*	Опасные отходы	0,127	1,016
Итого:				0,347	1,78816

Таблица 9.1.5 – лимиты накопления отходов при испытании

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления При испытании 1 объекта скважины, тонн/год	Лимит накопления При испытании 8 (восьми) скважины, тонн/год
1	2	3	
Всего	-	0,347	1,78816
в т. ч. отходов производства	-	0,127	1,016

отходов потребления	-	0,22	1,76
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	-	0,127	1,016
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы (ТБО)	-	0,22	1,76
Зеркальные отходы			
-	-	-	-

Расчет период расконсервации

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{п.инт.}} = \sum V_{\text{п.инт.}}, \text{ м}^3$$

где $V_{\text{п.инт.}}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м³.

$$V_{\text{п.инт.}} = K_1 * \pi * R^2 * L, \text{ м}^3$$

Таблица 1.9.1 – Объем выбуренной породы при расконсервации

Интервал	k_1	π	$D\delta, \text{ м}$	$R^2, \text{ м}$	$L, \text{ глубина интервала}$	$V_{\text{п}}, \text{ м}^3$
2050-3400	1,2	3,14	0,2159	0,01165	1350	59,26122
ВСЕГО $V_{\text{п}}$:						59,26122

где K_1 – коэффициент кавернозности (величина кавернозности, выраженная отношением объемов всех пустот в определенном объеме породы к данному объему породы);

R – радиус интервала скважины, м; $R=D/2$ (D диаметр интервала скважины согласно тех. проекту) ;

L – глубина интервала скважины, м.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} * 1,2 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 59,26122 * 1,2 = 71,1134 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} * \rho$$

где ρ - объемный вес бурового шлама, т/м³. = 2,7 т/м³

$$M_{\text{ш}} = 71,1134 \text{ м}^3 * 2,7 \text{ т/м}^3 = 192,0064 \text{ т.}$$

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 * V_{\text{п}} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}}, \text{ м}^3$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1], $K_1=1,052$);

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, м³. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки ($V_{\text{ц}} = 270 \text{ м}^3$);

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25, согласно тех проекту буровой раствор повторно использоваться не будет.

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 * 59,26122 \text{ м}^3 * 1,052 + 0,5 * 90 = 119,8114 \text{ м}^3$$

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ОБР}} = V_{\text{ОБР}} * \rho,$$

где ρ - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м³.

$$M_{\text{ОБР}} = 119,8114 \text{ м}^3 * 1,45 \text{ т/м}^3 = 173,7265 \text{ т.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) рассчитывается согласно следующей формуле:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

Для 1 скважины

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * 119,8114 = 239,6227 \text{ м}^3$$

Масса сброса загрязняющего вещества в отводимых буровых сточных водах определяется по формуле:

$$M_i = V_{\text{БСВ}} \times C_i \times 10^{-6}, \text{ т.}$$

Буровые сточные воды к отходам не относятся. Расчет произведен согласно «Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин.

Приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 03 мая 2012 года №129-ө. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 7 июня 2012 года №7714».

где C_i – концентрация i -го загрязняющего вещества согласно составу отводимых сточных вод, г/м³. Ориентировочно концентрация равна **68,75 кг/м³ ≈ 68750 г/м³**

$$M_{i\text{скв}} = 239,6227 * 68750 * 10^{-6} = 16,474 \text{ т.}$$

Твердо-бытовые отходы

Количество образования отходов ТБО определяется по формуле

$$Q_{\text{тбо}} = P * M * N,$$

где:

P - норма накопления отходов на 1 чел в год - 0,36 т/год;

$$P = 0,36 \text{ т/год} / 365 = 0,0009863 \text{ т/сут}$$

M – численность работающего персонала, 45 чел;

N – время работы 90 сут;

$$Q_{\text{ком}} = 0,0009863 \text{ т/сут} * 45 \text{ чел} * 90 \text{ суток} = 3,9945 \text{ т/год}$$

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. ветошь содержит до 5% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и вывозится на полигон.

Уровень опасности промасленной ветоши (ветошь обтирочная) – 15 02 02* – опасные отходы.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

Где M_0 – поступающее количество ветоши - 0,1 т/год

M - норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 * M_0$;

W - нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 * M_0$;

$$M = 0,12 * 0,1 = 0,012$$

$$W = 0,15 * 0,1 = 0,015$$

Количество промасленной ветоши (при расконсервации):

$$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = 0,127 \text{ т/год}$$

Тара из под химреактивов (мешкотара и пластмассовые бочки)

При бурении скважин используется различные химические реагенты, после которых отходами являются их упаковка.

Уровень опасности тары из под химреактивов (мешки мешкотара) – 15 01 01 не опасные отходы.

Уровень опасности тары из под химреактивов (пластмассовые бочки) – 15 01 02 не опасные отходы.

Тара (мешки и мешкотара) собирается и вывозится на полигон ТБО УОПиТ

Тара (пластмассовые бочки) вывозится по договору на утилизацию

Вес тары из под реактивов рассчитывается по следующей формуле: $M_{\text{отх}} = N \times m$

Количество мешков с реактивами на 1 скважину, шт - 150

Вес одного мешка без реактивов кг, - 1

Мешкотара (мешки) $M_{\text{отх}} = 150 \times 1 \text{ кг} = 150 \text{ кг} (0,15 \text{ т})$

Количество бочек с реактивами, шт - 35

Вес одной бочки без реактивов кг, - 10

Пластмассовые бочки: $M_{отх} = 35 \times 10 \text{ кг} = 350 \text{ кг} (0,35 \text{ т})$

Отработанные масла - жидкий отход, уровень опасности 13 02 06* – опасные отходы.

Количество отработанного масла производится по формуле (Согласно Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» №100-п от 18.04.2008г.):

$$N = (N_b + N_d) \cdot 0,25;$$

$$N_b = Y_b \cdot H_b \cdot p$$

$$N_d = Y_d \cdot H_d \cdot p$$

где:

0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_b - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе;

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива

H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива

p – Плотность моторного масла, 0,930 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Расход. $Y \text{ м}^3$	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Доля потерь масла от общего его количества	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер
Диз. топливо	1604	0,032	0,93	0,25	11,93
Всего:					11,93

Характеристика отходов производства и потребления, образующихся в процессе при расконсервации

№	Наименование отходов	Код по классификатору отходов	Класс опасности	Масса отход в, т	Физико-химическая характеристика	Условия хранения	Рекомендуемое место размещения/Способ утилизации
1	2	3	4	5	6	7	8
Отходы потребления							
1	Твердые бытовые отходы	20 03 01	Не опасные	3,9945	Упаковочный материал, жестяные и алюминиевые банки, целлофан, картон, пластиковые стаканы, бутылки. Содержат целлюлозу, полимеры.	Металлический контейнер на специально отведённой площадке	По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».
Итого:				3,9945			
Производственные отходы							
2	Буровой шлам (БШ)	01 05 05*	4	192,0064	Водная суспензия, твердая часть продукты разрушения горных пород	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе
3	Отработанный буровой раствор (ОБР)	01 05 05*	4	173,7265	Водная суспензия, состав: вода, глина, химреагенты – 0,1-0,5%	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе
4	Буровые сточные воды	010506*	3	239,6227	по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе

5	Промасленная ветошь	15 02 02*	3	0,127	Твёрдые. Текстильные. Целлюлоза, нефтемасла до 5%.	Складировается в металлическом контейнере для промасленной ветоши	Вывоз на договорной основе спец. предприятием
6	Отработанные масла	13 02 06*	3	11,93	Жидкие. Пожароопасные. Состав: вода, мехпримеси, углеводороды	Хранятся в ёмкостях	Передача спец. предприятиям на договорной основе
7	Мешкотара	15 01 01	4	0,15	Твёрдые. Целлюлоза, пластмассовая тара. полимеры.	Специальный контейнер для использ-х тар	Передача спец. предприятиям на договорной основе
8	Пластмассовые бочки	15 01 02	4	0,35	Твёрдые. Целлюлоза, пластмассовая тара. полимеры.	Специальный контейнер для использ-х тар	Передача спец. предприятиям на договорной основе
Итого:				621,9071			
Всего:				621,9071			

Нормативы размещения отходов производства и потребления при расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления на 1 скв., тонн/год	Лимит накопления на 4 скв., тонн/год
1	2	3	4
Всего	-	621,9071	2487,6284
в т. ч. отходов производства	-	617,9126	2471,6504
отходов потребления	-	3,9945	15,978
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	192,0064	768,0256
ОБР	-	173,7265	694,906
Буровые сточные воды		239,6227	958,4908
Отработанные масла		11,93	47,72
Промасленная ветошь	-	0,127	0,508
Не опасные отходы			
ТБО	-	3,9945	15,978
Мешкотара	-	0,15	0,6
Пластмассовые бочки	-	0,35	1,4
Зеркальные отходы			

10. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол находится в Мугоджарском районе Актыбинской области РК в 240 км к югу от г. Актобе, между Мугоджарскими горами и долиной реки Эмба.

Ближайшими населенными пунктами являются усадьба совхоза Жанажол, расположенная в 15 км к северо-востоку и действующий нефтепромысел Кенкияк, расположенный в 35 км к северо-западу. Ближайшая железнодорожная станция Эмба на линии Москва - Средняя Азия находится в 100 км от площади. Производственное предприятие НГДУ «Октябрьскнефть» АО «СНПС-Актобемунайгаз» расположено в городе Кандыагаш, в 130 км на север от месторождения Жанажол.

В непосредственной близости находятся нефтяные месторождения: Алибекмола, Кенкияк надсолевой и подсолевой, Лактыбай, Кокжиде и другие.

Недалеко от месторождения проходят нефтепроводы Атырау – Орск и Кенкияк-Атырау. Строится нефтепровод и проектируется газопровод для транспортировки углеводородов в Китай. Южнее месторождения находится Жанажольский газоперерабатывающий завод, использующий газ рядом расположенных месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз», откуда проложен газопровод в г. Актобе.

Район имеет богатую минерально-сырьевую базу, включая нефть, газ, железо и строительные материалы. Район относится к резко-континентальному климату с холодными зимами и жаркими, засушливыми летними сезонами

Географическое положение:

Мугалжарский район расположен в центральной части области, на севере граничит с Алгинским и Хромтауским районами, на юге с Байганинским и Шалкарским районами, на западе с Темирским районом и на востоке с Айтекебийским районом.

Природные ресурсы:

В районе имеются месторождения нефти, камня и железа, а также богатые запасы строительных материалов.

Климат:

Климат района резко континентальный, с холодными зимами и жаркими, засушливыми летними сезонами. Летом часты суховеи и пыльные бури, а зимой - метели.

Население:

Численность населения района 67,4 тыс. человек (8 % населения области).

Административное деление:

В административно-территориальный состав Мугалжарского района входят 3 города (Кандыагаш, Эмба, Жем) и 12 сельских округов (Аккемирский, Ащесайский, Батпаккольский, Егиндибулакский, Енбекский, Журунский, имени К. Жубанова, Кайиндинский, Кумжарганский, Кумсайский, Талдысайский и село Мугалжар), где находятся 38 сельских населённых пунктов.

Социально-экономическое положение:

Район является частью крупного промышленного региона Казахстана, с развитой горнодобывающей и химической промышленностью.

Актобё — крупнейший город на западе Казахстана, административный центр Актыбинской области, одноимённой городской администрации и агломерации. Площадь города составляет 2,3 тыс. км².

Население: 581 197 (2024 г.)

Население агломерации: 750 000

Площадь: 400 км²

Высота над уровнем моря: 219 м

Численность населения города Актобе, согласно данным на 1 октября 2024 года, составляет 581 197 человек.

Актюбинская область является одним из ведущих промышленных регионов Казахстана с развитой добывающей и обрабатывающей отраслями. Основными ресурсами области являются нефть, газ, уголь, хромиты, фосфориты и другие полезные ископаемые.

Экономика Актюбинской области:

Промышленность:

Горнодобывающая промышленность является основой региона.

Ведущие предприятия: «CNPC-Актобемунайгаз», «AZF ТНК «Казхром», «AZHS», «Актюбрентген», «Казахойл Актобе», «Урихтау Оперейтинг» и другие.

Обрабатывающая промышленность развивается и увеличивает свою долю в общем объеме промышленного производства.

Сельское хозяйство:

Важное направление экономики, особенно для обеспечения продовольственной безопасности.

Реализуется проект «Ауыл аманаты» для поддержки сельского населения.

Инвестиции:

Область активно привлекает инвестиции, что способствует росту экономики.

Объем привлеченных инвестиций за 2024 год составил 959,1 млрд тенге.

Другие отрасли:

Строительство, торговля, транспорт, машиностроение также развиваются в регионе.

Область демонстрирует высокие показатели по производительности труда в машиностроении и сельском хозяйстве.

Основные статистические данные:

- Валовой региональный продукт: по данным на 2021 год составлял 686,4 млрд тенге.
- Объем промышленного производства: по данным на 2020 год составлял 1750,5 млрд тенге.
- Среднемесячная зарплата: по данным за 2022 год составляла 272 768 тенге.
- Уровень безработицы: по данным на 2024 год составлял 4,7 % к численности рабочей силы.

Один из крупных промышленных регионов страны — Актюбинская область выделяется, главным образом, сочетанием в экономике ведущих отраслей промышленности — горнодобывающей, химической, машиностроительной. Немалую долю в формировании бюджета региона составляет сектор по переработке сельскохозяйственного сырья и в целом сельскохозяйственная отрасль, с преобладанием зернового земледелия и пастбищного овцеводства.

Как показывают цифры, по итогам 6 месяцев текущего года в Актюбинской области сохраняется стабильная макроэкономическая ситуация. Индекс краткосрочного экономического индикатора составил 105,5%. Отмечается рост по основным социально-экономическим показателям: промышленность – 108,2% (997,2 млрд тг), сельское хозяйство – 102,6% (117 млрд тг), инвестиции – 111,9% (292,8 млрд тг), строительство – 105,4% (76,9 млрд тг), ввод жилья – 104,1% (366,5 тыс. м²), оптовый товарооборот – 103,3% (458,6 млрд тг), розничный товарооборот – 101,4% (278,2 млрд тг).

Валовой региональный продукт по итогам 1 квартала 2021 года составил 686,4 млрд тг или 100,6% к аналогичному периоду прошлого года.

В свою очередь, в структуре валового регионального продукта промышленность составляет 40,4%, оптовая и розничная торговля 16%, транспорт и складирование 6,7%, строительство 4,7%, сельское хозяйство 4,1%.

Доля промышленности в структуре ВРП области составила 40,4%

Несмотря на последствия пандемии и карантинных мер, большинство секторов экономики в регионе развиваются по оптимистичному сценарию.

В первую очередь, это касается сферы промышленности, которая является основной отраслью экономики области. По итогам 2020 года объем продукции промышленности составил 1750,5 млрд тг (ИФО — 103%). За 6 мес 2021г – 997,2 млрд тг, ИФО – 108,2%. По итогам 1 квартала 2024 года доля промышленности в структуре ВРП области составила 40,4%.

В сельском хозяйстве положительная динамика развития

В текущем году, несмотря на негативное влияние пандемии в мире на развитие экономики, в сфере сельского хозяйства области сохранена положительная динамика и проводится ряд конкретных работ.

В 2024 году в целях государственной поддержки сельского хозяйства из республиканского и местного бюджетов выделено 22,7 млрд тг субсидий.

По программе «Еңбек» предусмотрено 1,3 млрд тг на 294 проекта. Кроме этого, в мае месяце т.г при уточнении республиканского бюджета на кредитование населения дополнительно одобрено 2 млрд тг.

В результате государственной поддержки и проделанной работы по итогам 6 месяцев т. г. произведено продукции на 116,9 млрд тг, рост по сравнению с 2024 годом составил 2,6%. В том числе растениеводство – 2,6 млрд тг или 100%, животноводство – 113,7 млрд тг или 2,7%.

В отрасли животноводства рост численности сельскохозяйственных животных составил: КРС — на 7% (632,8 тыс. голов), овец и коз – на 1,7% (1 442,7 тыс. голов), лошадей – на 24,1% (204,6 тыс. голов).

Объем инвестиций в основной капитал вырос на 12%

По итогам 1 полугодия т.г. объем инвестиций в основной капитал вырос на 12% и составил 292,8 млрд тг.

До конца года планируется ввести в эксплуатацию 31 проект на сумму 125,7 млрд тг с созданием более 900 рабочих мест.

Из них самые крупные:

- Ветровая электростанция «Бадамша – 2» ТОО «Arm Wind» (36 млрд тг., 15 раб. мест);
- Центр обработки данных ТОО «West Smart Trading» (13,8 млрд тг., 15 раб. мест);
- Центр обработки данных ТОО «Blue Energy Invest» (13 млрд тг., 35 раб. мест);
- Реконструкция установки комплексной подготовки газа мощностью 40 тыс м3/час на месторождении «Кожасай» ТОО «Gas Processing Company» (5 млрд тг., 5 раб. мест);
- Производство мобильных буровых установок ТОО «Казахстанский завод нефтяного оборудования» (3,1 млрд тг., 100 раб. мест).

11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Намечаемой деятельностью является реализация проектных решений согласно базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Жанажол».

В соответствии с принятой динамикой по всем эксплуатационным объектам представлены по 3 расчетных варианта разработки.

Во всех объектах

Вариант 1 является базовым. Данный вариант предусматривает разработку объекта существующим фондом скважин без дополнительного бурения.

Вариант 2 предусматривает сохранение концепции рекомендуемого варианта действующего проектного документа (ПР-2019г). В целом, по данному варианту предусматривается ввод из бурения 44 проектных скважин из которых 14 нагнетательных, проведение дострела в 173 скважинах, из которых 4 будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг. Вариантом запланировано бурение скважин дублеров. Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Всего запланировано бурение 33 скважин-дублёров. Также с целью усиления ППД предусматривается перевод под закачку воды 29 добывающих скважин. Также предусматривается перевод 19 скважин в газодобывающие скважины, из них 3 скважины (№ 167, 653, 5162) будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение проектных скважин в общем количестве – 60 ед. в период с 2025-2035гг. (45 ед. – проектные добывающие скважины, 15 ед. – проектные нагнетательные скважины). Также по данному варианту планируется бурение бокового ствола по 62 скважинам, проведение дострела по 173 скважинам. С целью усиления существующей системы ППД 35 добывающих скважин переводятся под нагнетание воды. Планируется перевести нефтедобывающую скважину под добычу газа в количестве 45 ед. Также предусмотрен перевод под закачку газа – 15 ед.

Ниже приведены описания вариантов разработки по участку Южный Жанажол:

Вариант 1 предусматривает бурение 7 вертикальных добывающих скважин.

Вариант 2 предусматривает бурение 7 проектных добывающих скважин, в том числе 4 вертикальные и 3 горизонтальные.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение 12 проектных скважин: в том числе 7 добывающих (из них 4 вертикальные и 3 горизонтальные) и 5 нагнетательных скважин. Ввод новых проектных скважин предусмотрен с середины года. Также предусматривается ввод из консервации 4 ранее пробуренных добывающих скважин в 2026 году: ЮЖ-1 в марте, ЮЖ-2 и ЮЖ-4 в апреле, ЮЖ-3 в мае. Проектные скважины предусмотрены на I объект разработки (пачка А).

Также планируется провести доразведку месторождений. Как упоминалось выше, установлены запасы категории С₂ в пределах контрактной территории Жанажол в пачке Дн на Южном куполе структуры, где геологические/извлекаемые запасы нефти составили 6135/1319 тыс.т. На контрактной территории участка Южный Жанажол залежи с запасами категории С₂, вскрыты оценочной скважиной ЮЖ-4 в пачках Гв, Гн, Дв и Дн, геологические/извлекаемые запасы нефти оценены в 1244/221 тыс.т.

Стоит отметить, на дату отчета вышеупомянутые скважины в пределах контрактной территории Жанажол числятся в действующем фонде в эксплуатационных объектах II, VII, VIII (табл.11.2). Текущий дебит данных скважин в среднем составляет 4,3т/сут. В связи с этим, мероприятия по доразведке запасов по категории С₂ пачки Дн рекомендуется выполнить путем перевода скважин из основных объектов добычи после выработки остаточных запасов. Кроме этого, для доразведки залежи категории С₂ предлагается рассмотреть возможность перевода нагнетательной скважины №4089 под добычу нефти.

Исходя из вышеизложенной информации доразведку (испытание) планируется провести по 8(восьми) скважинам.

При планировании намечаемой деятельности, заказчик, совместно с проектировщиком, провели всесторонний анализ технологий производства, расположения строений, режима работы предприятия и выбрали наиболее рациональный вариант. Также выбор рационального варианта осуществления намечаемой деятельности определен в соответствии с пунктом 5 приложения 2 к Инструкции по организации и

проведению экологической оценки (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 280 от 30.07.2021 г), а именно:

✓ Отсутствием обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта намечаемой деятельности.

✓ Все этапы намечаемой деятельности, которые будут осуществлены в соответствии с проектом, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе и в области охраны окружающей среды.

✓ Принятые проектные решения полностью соответствуют заданию на проектирование, позволяют достичь заданных целей и соответствуют заявленным характеристикам объекта.

✓ Для эксплуатации проектируемого объекта требуются ГСМ, электроэнергия. Все эти ресурсы доступны и будут поставляться по договорам либо в порядке единичного закупа.

При проведении оценки воздействия на окружающую среду проводятся общественные слушания, что обеспечит гласность принятия решений и доступность экологической информации, т.е. будут соблюдены права и законные интересы населения затрагиваемой намечаемой деятельностью территории.

Данный вариант реализации намечаемой деятельности не требует специальных проектных решений на строительство.

12. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Экологическая оценка по упрощенному порядку проводится для намечаемой и осуществляемой деятельности, не подлежащей обязательной оценке воздействия на окружающую среду в соответствии с Экологическим кодексом РК, при разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

12.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по срокам осуществления деятельности или ее отдельных этапов нет.

12.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Различная последовательность работ, разные технологии, машины, оборудование, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели согласно данного проекта пробной эксплуатации не предусмотрены.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

12.3. Различная последовательность работ

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

12.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

12.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

12.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

12.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

12.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

13. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

13.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории, носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

13.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

13.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

В рамках проекта разработки месторождения ставятся следующие задачи:

- поиски промышленных залежей углеводородов;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- получение исходных данных для оценки запасов углеводородов;
- подсчет запасов углеводородов.

13.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

13.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

14. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

14.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствуют.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – длительное при планируемой эксплуатации скважин.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки при получении ЭРВ в рамках ППМ.

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как *локальное* и длительное при планируемой эксплуатации скважин.

14.2 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;

- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статьи 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статьи 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

Мероприятия по сохранению местообитания и популяции

Воздействие разведочных работ на растительный и животный мир окажет минимальное воздействие при выполнении следующих мероприятий:

- Перед началом проведения работ необходимо упорядочить дорожную сеть, обустроить подъездные пути к площадке работ, снять верхний плодородный слой и складировать его в отведенных местах, с последующим использованием.

- Осуществление работ должно основываться на соблюдении технических требований при проведении данного вида работ и использовании последних технологических разработок в данной области.

- Повсеместно на рабочих местах необходимо соблюдать технику безопасности. Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

- После завершения работ необходимо осуществить очистку территории, утилизировать промышленные отходы, бытовой мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) – провести планировку поверхности площадок.

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные, так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические, и др.);
- антропогенно-природные или антропогенно-стимулированные (опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.).
- Проведение работ по эксплуатации скважин отразится на почвенно-растительном покрове виде следующих изменений:
- частичное повреждение растений
- загрязнения почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ
- запыления придорожной растительности;

Таблица 14.2.1 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Растительность				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки. Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении проектных работ, складировании производственно-бытовых отходов и в период эксплуатации скважин необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т. п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Таблица 14.2.2 - Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Фауна				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4

Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4
--	-------------------------------	----------------	-------------	-------------------------

14.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах вод с хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, сточными водами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Необходимо полностью исключить загрязнение почв ГСМ. Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

При реализации намечаемой деятельности значительного воздействия на почвогрунты и земельные ресурсы не прогнозируется. При выполнении проектных решений и предложенных мероприятий по охране почвенного покрова ущерба не ожидается.

Таблица 14.3.1 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенного покрова

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Почвы и почвенный покров				
Изъятие земель	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Среднее 2	низкой значимости 4

Воздействие на качество изымаемых земель	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Механические нарушения почвенного покрова при эксплуатации скважин	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как умеренное, локальное и временное.

14.4 Вода (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Источниками загрязнения вод при строительстве на участке могут быть: бытовые и технические воды, химические реагенты.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий.

Таблица 14.4.1 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Подземные воды				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Локальное 1	Временное 1	Слабое 2	низкой значимости 2

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на подземные воды при эксплуатации скважин оценивается: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *временное* и по величине как *умеренное*.

Водоснабжение. Источников пресной воды в районе проектируемых работ нет.

Водоснабжение водой для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой. Для производственно-технического водоснабжения (поддержание пластового давления) используется вода согласно Разрешения на специальное водопользование № KZ96VTE00020095 серия Пес.Эмба (подземка). Производственно-техническое и хозяйственно-питьевое

водоснабжение объектов Жанажольского нефтегазоперерабатывающего комплекса и ПТЭС-160 Расширение ГТЭС-45 АО «СНПС-Актобемунайгаз» используется вода согласно Разрешения на специальное водопользование Номер: KZ08VTE00029148 Серия: Пес.Эмба (подземный).

Месторождение Жанажол разделено рекой Атжаксы.. Также по территориям месторождения Жанажол и по территории месторождения Южный Жанажол протекает река Эмба. Проектные скважины проектируемый в рамках намечаемой деятельности располагаются на расстоянии не менее 500м., что говорит о том, что расположение скважин находится за пределами водоохранной зоны реки В процессе работ, на территории проводимых работ, будет производиться обваловка территории на высоту не менее 1,8

метра, после завершения работ в радиусе 25м. от устья скважины производится обваловка на высоту не менее 1,5 метра.

Согласно географическим координатам отводов пески Кокжиде располагаются на расстоянии 1000м.

Проектируемый объект расположен за пределами водоохранной зоны и водоохранной полосы реки.

Водоотведение. Сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору. Сброс воды в поверхностные, подземные воды и на рельеф местности не планируется.

Расчеты водопотребления и водоотведения

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где $q_{\text{ж}}$ - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1); $N_{\text{ж}}$ - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 30 / 1000 = 4,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления $K_{\text{сут}}$: $K_{\text{сут.мах}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год мах}} = 4,5 \times 1,3 \times 122 = 713,7 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 1 скважины составит: $Q_{\text{мах}} - 713,7 \text{ м}^3 / \text{год}$.

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 6 скважин составит: $Q_{\text{мах}} - 4282,2 \text{ м}^3 / \text{год}$.

Качество поставляемой воды должно соответствовать «Санитарноэпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственнопитьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» согласно Постановления Правительства РК от 16 марта 2015г. №209.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$713,7 \times 70 / 100 = 499,59 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 1 скважины: $499,59 \text{ м}^3 / \text{год}$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) с учетом повторного использования:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 * 171,47 = 42,87 \text{ м}^3$$

от 1 скважины: $42,87 \text{ м}^3$

Расчет воды, используемой на технические нужды

Необходимого количества воды для приготовления раствора на 1 скважину:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{б.р}} - V_{\text{г}} = 516,81 - 66,68 = 450,13 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{г}} = \frac{V_{\text{б.р}} \cdot (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{в}})} = \frac{516,81 \cdot (1,2 - 1)}{(2,55 - 1)} = 66,68 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{б.р}} = V_{\text{п}} + V_{\text{ц}} = 366,81 + 150 = 516,81 \text{ м}^3$$

где: $V_{\text{в}}$ - объем воды, м^3 ;

$V_{\text{б.р}}$ - объем бурового раствора, м^3 ; $V_{\text{г}}$ - объем глины, м^3 ; $\rho_{\text{р}}$ - удельный вес раствора, $\text{т}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{в}}$ - удельный вес воды, $\text{т}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{г}}$ - удельный вес глины, $\text{т}/\text{м}^3$;

V_{Π} - объем приготавливаемого бурового раствора при бурении всей скважины, $V_{\Pi} = 366,81\text{м}^3$; $V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, $V_{\text{ц}} = 150\text{м}^3$.

Объем воды для приготовления и обработки раствора на 1 скважину – $450,13\text{м}^3$

Объем воды для приготовления и обработки раствора на 6 скважин – $2700,78\text{м}^3$

Необходимого количества воды для цементаж и запас раствора при осложнении на 1 скважину:

1. направление: V воды на цементаж. – 30м^3
2. кондуктор: $V_{\text{на затворение}}$. – $103,6\text{м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}}$ – $80,1\text{м}^3$
3. тех. колонну: $V_{\text{затв.}}$ – $89,4\text{м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}}$ – $86,6\text{м}^3$
4. экс. колонну: $V_{\text{затв.}}$ – $71,4\text{м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}}$ – $68,1\text{м}^3$

Объем воды на 1 скважину – $529,2\text{м}^3$

Согласно Требованиям ПБ в случае проявления на буровой должен быть 2 кратный запас бурового раствора – $66,5 \times 2 = 133\text{м}^3$.

От 1 скважин – 133м^3 .

Вода для хоз-бытовых нужд предоставляется на договорной основе. Вода привозится в бутылках и цистернах. По согласованию с районной санэпидемстанцией цистерны обеззараживаются не менее 1 раза в 10 дней.

Обеспечение скважин глубокого бурения технической водой при строительстве также осуществляется на договорной основе. Строительство скважин производится подрядной буровой компанией.

При расконсервации скважин

Расчет потребления воды на питьевые нужды.

$V_{\text{пить}} = 0,025 \times 14,3 \times 30 = 10,725\text{м}^3$

Расчет потребления воды на хоз. бытовые нужды.

$V_{\text{хоз-быт}} = 0,12 \times 14,3 \times 30 = 51,48\text{м}^3$

Расчет потребления воды на технические нужды.

▪ $V_{\text{тех}} = 4,123 \times 14,3 = 58,95\text{м}^3$

▪ $V_{\text{технич}} = 58,95\text{м}^3$

Норма расхода воды на бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

- бытовые нужды – 500л ;
- душевая сетка – 6мест.
- $V_{\text{душ}} = 0,1\text{м}^3 \times 14,3\text{дн} \times 30 = 42,9\text{м}^3/\text{год}$

Расход воды на столовую при норме расхода 12л/усл. блюдо .

Количество блюд – 5 .

▪ $V_{\text{стол}} = 0,012 \times 5 \times 90 \times 10^{-3} = 0,0054\text{м}^3/\text{сут}$ или $0,0054 \times 14,3\text{дн} = 0,077\text{м}^3/\text{год}$

Расход воды на прачечную при норме расхода 75л/сухого белья .

Норма сухого белья на человека - 1кг :

▪ $V_{\text{прач}} = 0,075 \times 1 \times 30 \times 10^{-3} = 0,00225\text{м}^3/\text{сут}$ или $0,00225 \times 14,3\text{дн} = 0,032\text{м}^3/\text{год}$

Таблица 14.4.2 Баланс водопотребления и водоотведения при расконсервации на 1 скв.

Потребитель	сут	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
Питьевые	14,3	30	0,025	10,725	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	51,48	0,12	51,48
Техническая нужда			-	58,95	-	58,95
Душевая			0,1	42,9	0,1	42,9
Столовая			0,0054	0,077	0,0054	0,077
Прачечная			0,00225	0,032	0,00225	0,032
Всего			-	-	-	164,16
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	8,21	-	7,68
Итого:	-	-	-	155,95	-	145,75

Таблица 14.4.2 Баланс водопотребления и водоотведения при расконсервации на 1 скв.

Потребитель	сут	Водопотребление	Водоотведение
-------------	-----	-----------------	---------------

		Количество, чел	м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Питьевые	14,3	30	0,025	42,9	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	205,92	0,12	205,92
Техническая нужда			-	235,8	-	235,8
Душевая			0,1	171,6	0,1	171,6
Столовая			0,0054	0,308	0,0054	0,308
Прачечная			0,00225	0,128	0,00225	0,128
Всего			-	656,64	-	613,72
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	32,84	-	30,72
Итого:	-	-		623,8	-	583

14.5 Атмосферный воздух

Источниками воздействия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для эксплуатации скважин.

Таблица 14.5.1 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Атмосферный воздух				
Выбросы ЗВ в атмосферу от стационарных источников	Локальное 1	Воздействие средней продолжительности 2	Умеренное 3	Воздействие низкой значимости 6
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное воздействие 2	Воздействие средней продолжительности 2	Слабое 2	Низкой значимости 8

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *локальное, слабое и временное*

14.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

На затрагиваемой территории все виды флоры и фауны приспособлены к значительным колебаниям температуры. Не наблюдается также изменений видового состава или деградации животных и растений. Поэтому общее экологическое состояние территории можно характеризовать, как устойчивое, а сопротивляемость к изменению климата – высокой.

14.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия

Проекта разработки по поиску углеводородов на месторождении Жанажол (в случае если скважины окажутся нефтеносными) является самокупаемым и осуществляет инвестиции из собственных активов. Дополнительных инвестиций за счет бюджета административных и иных органов Республики Казахстан при осуществлении намечаемой деятельности не требуется. На рассматриваемой территории природные зоны, памятники истории и культуры, входящие в список охраняемых государством объектов отсутствуют.

14.8. Взаимодействие затрагиваемых компонентов

Природно-территориальный комплекс – это совокупность взаимосвязанных природных компонентов на определенной территории, который формируется в течение длительного времени под влиянием внешних и внутренних процессов. В природном комплексе происходит постоянное взаимодействие природных компонентов, все они взаимосвязаны и влияют друг на друга. При изменении одного природного компонента меняется весь природный комплекс.

При реализации намечаемой деятельности нарушения взаимодействия компонентов природной среды не предполагается.

15. ВОЗМОЖНЫЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ

Прямое воздействие

Прямое воздействие на атмосферный воздух будет связано с непосредственным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Прямое воздействие также будет связано с возможностью трансформации некоторых загрязняющих веществ за счет образования групп суммации, распада веществ или способностью давать новые вещества при взаимодействии с другими веществами, что будет влиять на качество воздуха в пределах области воздействия проектируемого объекта – это 500 метров от периметра территории производственной площадки.

Пространственные, временные параметры и параметры интенсивности воздействия

В соответствии с действующими в РК методиками прямое воздействие оценивается по пространственным, временным параметрам и его интенсивности, вытекающих из принятых технических решений.

Поступление в окружающую природную среду загрязняющих веществ возможно на всех стадиях технологического процесса.

При оценке воздействия в результате намечаемой проектной деятельности выделены основные источники загрязнения, определены расчетным методом основные загрязняющие вещества и их валовое количество, установлена зона влияния объекта на атмосферный воздух, в пределах которой проведен расчет концентраций вредных веществ с учетом нормативного размера СЗЗ и разработан комплекс мероприятий и технических решений, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на воздушный бассейн.

Выводы:

- Проведенные расчеты показали, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при монтаже оборудования не создадут зон превышения допустимого уровня загрязнения атмосферы за пределами территории предприятия.
- Оценка существующего состояния атмосферного воздуха и положительного эффекта от планируемой деятельности по мониторингу эмиссий свидетельствует о принципиальной возможности и необходимости реализации объекта с точки зрения воздействия на атмосферный воздух.

16. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин и зарезке бокового ствола

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Объект N 0015, Вариант 6 Строительство скважин
 Источник загрязнения N 1725, Труба
 Источник выделения N 001, Дизель генератор CAT-3512

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 448.8
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 1030
 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 220
 Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 220 * 1030 = 1.975952 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.975952 / 0.359066265 = 5.503028806 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	7.2	10.8	3.6	0.6	1.2	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	30	45	15	2.5	5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 = 7.2 * 1030 / 3600 = 2.06$$

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 = 30 * 448.8 / 1000 = 13.464$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} * P_э / 3600) * 0.8 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.8 = 2.472$$

$$W_i = (q_{zi} * B_{год} / 1000) * 0.8 = (45 * 448.8 / 1000) * 0.8 = 16.1568$$

Примесь:2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265II) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 = 3.6 * 1030 / 3600 = 1.03$$

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 = 15 * 448.8 / 1000 = 6.732$$

Примесь:0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.6 * 1030 / 3600 = 0.171666667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{зод} / 1000 = 2.5 * 448.8 / 1000 = 1.122$$

Примесь:0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 1.2 * 1030 / 3600 = 0.343333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{зод} / 1000 = 5 * 448.8 / 1000 = 2.244$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.15 * 1030 / 3600 = 0.042916667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{зод} = 0.6 * 448.8 / 1000 = 0.26928$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000013 * 1030 / 3600 = 0.000003719$$

$$W_i = q_{mi} * B_{зод} = 0.000055 * 448.8 / 1000 = 0.000024684$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.13 = 0.4017$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{зод} / 1000) * 0.13 = (45 * 448.8 / 1000) * 0.13 = 2.62548$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.472	16.1568	0	2.472	16.1568
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4017	2.62548	0	0.4017	2.62548
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.171666667	1.122	0	0.171666667	1.122
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.343333333	2.244	0	0.343333333	2.244
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.06	13.464	0	2.06	13.464
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000003719	0.000024684	0	0.000003719	0.000024684
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.042916667	0.26928	0	0.042916667	0.26928
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- 265II) (10)	1.03	6.732	0	1.03	6.732

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 020,м-р Жанажол

Объект N 0015,Вариант 6 Строительство скважин

Источник загрязнения N 1726, Труба

Источник выделения N 001,Дизель генератор САТ-3512

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{зод}$, т, 448.8
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 1030
 Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 220
 Температура отработавших газов T_{oz} , К, 723
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 220 * 1030 = 1.975952 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.975952 / 0.359066265 = 5.503028806 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	7.2	10.8	3.6	0.6	1.2	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	30	45	15	2.5	5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{зод} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 7.2 * 1030 / 3600 = 2.06$$

$$W_i = q_{zi} * B_{зод} / 1000 = 30 * 448.8 / 1000 = 13.464$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.8 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.8 = 2.472$$

$$W_i = (q_{zi} * B_{зод} / 1000) * 0.8 = (45 * 448.8 / 1000) * 0.8 = 16.1568$$

Примесь:2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 3.6 * 1030 / 3600 = 1.03$$

$$W_i = q_{zi} * B_{зод} / 1000 = 15 * 448.8 / 1000 = 6.732$$

Примесь:0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.6 * 1030 / 3600 = 0.17166667$$

$$W_i = q_{zi} * B_{зод} / 1000 = 2.5 * 448.8 / 1000 = 1.122$$

Примесь:0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 1.2 * 1030 / 3600 = 0.34333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 448.8 / 1000 = 2.244$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.15 * 1030 / 3600 = 0.042916667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.6 * 448.8 / 1000 = 0.26928$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000013 * 1030 / 3600 = 0.000003719$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 448.8 / 1000 = 0.000024684$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.13 = 0.4017$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (45 * 448.8 / 1000) * 0.13 = 2.62548$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.472	16.1568	0	2.472	16.1568
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4017	2.62548	0	0.4017	2.62548
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.171666667	1.122	0	0.171666667	1.122
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.343333333	2.244	0	0.343333333	2.244
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.06	13.464	0	2.06	13.464
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000003719	0.000024684	0	0.000003719	0.000024684
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.042916667	0.26928	0	0.042916667	0.26928
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	1.03	6.732	0	1.03	6.732

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 020,м-р Жанажол

Объект N 0015,Вариант 6 Строительство скважин

Источник загрязнения N 1727, Труба

Источник выделения N 001,Цементировочный агрегат ЦА-700

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 256

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 240
 Температура отработавших газов T_{oz} , К, 723
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 240 * 256 = 0.5357568 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.5357568 / 0.359066265 = 1.492083362 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{yi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{yi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 6.2 * 256 / 3600 = 0.440888889$$

$$W_i = q_{yi} * B_{zod} = 26 * 4 / 1000 = 0.104$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.8 = (9.6 * 256 / 3600) * 0.8 = 0.546133333$$

$$W_i = (q_{yi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (40 * 4 / 1000) * 0.8 = 0.128$$

Примесь:2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 2.9 * 256 / 3600 = 0.206222222$$

$$W_i = q_{yi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 4 / 1000 = 0.048$$

Примесь:0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.5 * 256 / 3600 = 0.035555556$$

$$W_i = q_{yi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 4 / 1000 = 0.008$$

Примесь:0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 1.2 * 256 / 3600 = 0.085333333$$

$$W_i = q_{yi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 4 / 1000 = 0.02$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.12 * 256 / 3600 = 0.008533333$$

$$W_i = q_{yi} * B_{zod} = 0.5 * 4 / 1000 = 0.002$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000012 * 256 / 3600 = 0.00000853$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 4 / 1000 = 0.00000022$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_o / 3600) * 0.13 = (9.6 * 256 / 3600) * 0.13 = 0.088746667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 4 / 1000) * 0.13 = 0.0208$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.546133333	0.128	0	0.546133333	0.128
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.088746667	0.0208	0	0.088746667	0.0208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.035555556	0.008	0	0.035555556	0.008
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.085333333	0.02	0	0.085333333	0.02
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.440888889	0.104	0	0.440888889	0.104
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000853	0.00000022	0	0.000000853	0.00000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008533333	0.002	0	0.008533333	0.002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.206222222	0.048	0	0.206222222	0.048

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 020, м-р Жанажол

Объект: 0015, Вариант 6 Строительство скважин

Источник загрязнения: 1728, ПСК

Источник выделения: 1728 01, Резервуар для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 12), **C = 3.14**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YOZ = 1.9**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YVL = 2.6**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 448.8**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 4**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твзд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение $K_{рmax}$ для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 1$

Значение $K_{рsg}$ для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.7$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHR = 0.22$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001276$$

Коэффициент, $KPSR = 0.7$

Коэффициент, $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 60$

Сумма $Ghr_i \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.001276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.14 \cdot 1 \cdot 4 / 3600 = 0.00349$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YOZ \cdot BOZ + YVL \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (1.9 \cdot 0 + 2.6 \cdot 448.8) \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 0.001276 = 0.002443$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.002443 / 100 = 0.0024361596$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00349 / 100 = 0.003480228$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.002443 / 100 = 0.0000068404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00349 / 100 = 0.000009772$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000009772	0.0000068404
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.003480228	0.0024361596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 020, м-р Жанажол

Объект: 0015, Вариант 6 Строительство скважин

Источник загрязнения: 1729, Труба

Источник выделения: 1729 01, Паровой котел WNS-2-1.25-Y

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 111$

Расход топлива, г/с, $BG = 3.5$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг (прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, % (прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более (прил. 2.1), $AIR = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, % (прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более (прил. 2.1), $SIR = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, $QN = 1$
 Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, $QF = 1$
 Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0857$
 Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$
 Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0857 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.0857$
 Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $M = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 111 \cdot 42.75 \cdot 0.0857 \cdot (1-0) = 0.406667925$
 Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $G = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 3.5 \cdot 42.75 \cdot 0.0857 \cdot (1-0) = 0.0128228625$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2), $NSO2 = 0.02$
 Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1), $H2S = 0$
 Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 111 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 111 = 0.65268$
 Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 3.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 3.5 = 0.02058$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q4 = 0$
 Тип топки: Камерная топка
 Потери тепла от химической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q3 = 0.5$
 Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$
 Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$
 Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 111 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 1.5429$
 Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 3.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.04865$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0128228625	0.406667925
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02058	0.65268
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.04865	1.5429

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при подготовительных работах. (6010)

При подготовительных работах проводятся планировка площадки, снятие грунта до начала подготовительных работ к бурению скважин.

При этом будут проводиться следующие этапы работ:

планировка территории к строительству скважин;

снятие плодородного слоя почвы бульдозерами.

Плодородный слой снимается бульдозером и укладывается на ненарушенную поверхность в границах полосы кратковременного отвода. Глубина снятия плодородного слоя почвы составляет 0,20 м. Снятие плодородного слоя почвы проводится бульдозерами.

Потребность расхода дизельного топлива при работе строительной техники (СН РК 8.02-03-2002)

Наименование механизмов	Уд. Расход топлива, кг/час	Время работы, час	Общий расход топлива, т
Дизельное топливо			
Бульдозер 59 кВт	6,04	14	0,08456
Автогрейдер	7,63	2	0,01526
	УРср.= 6,83		
Всего:		16	0,10

Примечание: Удельный расход топлива ориентировочный.

Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	14
1.2.	Количество грунта при планировке	Gп	т/пер	6533
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	466,6
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$G = q_{уд} * \gamma * V * K1 * K2 / \tau_{цб} * K_p$	Q	г/сек (табл.2)	0,032
	Коэффициент, учитывающий скорость ветра	K1)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	K2	(табл.4)	0,1
	Удельное выделение твердых частиц с 1 куб .м породы подаваемой в отвал г/куб	q _{уд}	(табл.19)	2,11
	Время цикла,с	τ _{цб}		90
	Объем материала перемещаемого бульдозером за цикл,м ³	V		7
	Коэффициент разрыхления горной породы	K _p	(Таб 2.3)	1,5
	Плотность породы,т/м ³	γ	(Таб 2.3)	2,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = q_{уд} * 3,6 * \gamma * V * RT * 10^{-3} * K1 * K2 / \tau_{цб} * K_p$	M	т/пер	0,0016
Приложение 8 к приказу Министерства окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014года №221-Ө				

Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	2
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C1 * C2 * C3 * N * L * g1}{3600}$	M _{псек}	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость передвижения	C2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C3	(табл.11)	1,0
2.2.	Пылевыведение на 1 км пробега	g1	г/км	500
	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 106$		т/пер	0,00078
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников РК от 18.04.2008г. №100-п Приложение 13,11.				

Статическое хранение материала
Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов
 Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

Материал: Согласно перечню представленного в методике расчета таблица 3.1.1 для наших условия применима глина и песчаник.

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3) , $K_4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с , $G_{3SR} = 4.3$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2) , $K_{3SR} = 1.2$

Скорость ветра (максимальная), м/с , $G_3 = 25$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2) , $K_3 = 3$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4) , $K_5 = 0.01$

Размер куска материала, мм , $G_7 = 102$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5) , $K_7 = 0.2$

Поверхность пыления в плане, м² , $S = 9000$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складываемого материала , $K_6 = 1.30$

Унос материала с 1 м² фактической поверхности, г/м²*с(табл.3.1.1) , $Q = 0.004$

Количество дней с устойчивым снежным покровом , $TSP = 136$

Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год , $TO = 360$

Количество дней с осадками в виде дождя в году , $TD = 2 * TO / 24 = 2 * 360 / 24 = 30$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы , $NJ = 0$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.3) , $GC = K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * Q * S * (1-NJ) =$

$3 * 1 * 0.01 * 1.30 * 0.2 * 0.004 * 9000 * (1-0) = 0.2808$

Валовый выброс, т/год (3.2.5) , $MC = 0.0864 * K_{3SR} * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * Q * S * (365-(TSP + TD)) * (1-NJ)$

$= 0.0864 * 1.2 * 1 * 0.01 * 1.30 * 0.2 * 0.004 * 9000 * (365-(136 + 30)) * (1-0) = 1.93118$

Сумма выбросов, г/с (3.2.1, 3.2.2) , $G = G + GC = 0 + 0.2808 = 0.2808$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4) , $M = M + MC = 0 + 1.93118 = 1.93118$

Общие выбросы по всем видам работ:

Код	Примесь	г/с	т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.35095	1.93358

Расчеты выбросов загрязняющих веществ при испытании скважины

Источник загрязнения N 0005 Дизель генератор силового устройства XJ-550

Источник выделения N 001, Дизель генератор силового устройства XJ-550

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 37

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 550

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 31.145

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 31.145 * 550 = 0.14937142 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.14937142 / 0.359066265 = 0.415999593 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.173333333	1.184	0	1.173333333	1.184
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.190666667	0.1924	0	0.190666667	0.1924
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.076388889	0.074	0	0.076388889	0.074
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.183333333	0.185	0	0.183333333	0.185
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.947222222	0.962	0	0.947222222	0.962
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001833	0.000002035	0	0.000001833	0.000002035
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.018333333	0.0185	0	0.018333333	0.0185
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.443055556	0.444	0	0.443055556	0.444

Источник загрязнения: 0006 Емкость для хранения нефти V=50м3

Источник выделения N 001, Емкость для хранения нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, NPNAME = Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, TMIN = 10

Коэффициент K_t (Прил.7), $K_T = 0.42$
 $K_{TMIN} = 0.42$
 Максимальная температура смеси, гр.С, $T_{MAX} = 40$
 Коэффициент K_t (Прил.7), $K_T = 0.92$
 $K_{TMAX} = 0.92$
 Режим эксплуатации, $_NAME_ =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Конструкция резервуаров, $_NAME_ =$ Наземный горизонтальный
 Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $K_{NR} = 1$
 Категория веществ, $_NAME_ =$ А, Б, В
 Значение K_{psr} (Прил.8), $K_{PSR} = 0.1$
 Значение K_{pmax} (Прил.8), $K_{PM} = 0.1$
 Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$
 Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 100$
 Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.910$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 100 / (0.91 \cdot 50) = 2.2$
 Коэффициент (Прил. 10), $K_{OB} = 2.5$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $V_{C_{MAX}} = 15$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 460$
 $P = 460$
 Коэффициент, $K_B = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 43$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 43 + 45 = 70.8$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (K_{TMAX} \cdot K_B + K_{TMIN}) \cdot K_{PSR} \cdot K_{OB} \cdot B / (107 \cdot RO) = 0.294 \cdot 460 \cdot 70.8 \cdot (0.92 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 100 / (107 \cdot 0.91) = 0.03525$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot K_{TMAX} \cdot K_{PMAX} \cdot K_B \cdot V_{C_{MAX}}) / 104 = (0.163 \cdot 460 \cdot 70.8 \cdot 0.92 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 104 = 0.733$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.03525 / 100 = 0.02554$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.733 / 100 = 0.531$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00945$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.733 / 100 = 0.1964$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0001234$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.733 / 100 = 0.002566$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000776$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.733 / 100 = 0.001613$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000388$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.733 / 100 = 0.000806$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.06

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00002115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.733 / 100 = 0.00044$

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00044	0.00002115
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.531	0.02554
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1964	0.00945
0602	Бензол (64)	0.002566	0.0001234
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000806	0.0000388
0621	Метилбензол (349)	0.001613	0.0000776

Источник загрязнения: 0007 Емкость для хранения нефти V=50м3

Источник выделения N 001, Емкость для хранения нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, NPNAME = Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, TMIN = 10

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.42

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, TMAX = 40

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.92

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, _NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, _NAME_ = Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, VI = 50

Количество резервуаров данного типа, NR = 1

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = 1

Категория веществ, _NAME_ = А, Б, В

Значение Kpsr(Прил.8), KPSR = 0.1

Значение Kpmax(Прил.8), KPM = 0.1

Коэффициент, KPSR = 0.1

Коэффициент, KPMAX = 0.1

Общий объем резервуаров, м3, V = 50

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, B = 100

Плотность смеси, т/м3, RO = 0.910

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), NN = B / (RO · V) = 100 / (0.91 · 50) = 2.2

Коэффициент (Прил. 10), KOV = 2.5

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, VCMAX = 15

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = 460

, P = 460

Коэффициент, KB = 1

Температура начала кипения смеси, гр.С, TKIP = 43

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 43 + 45 = 70.8

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (107 \cdot RO) = 0.294 \cdot 460 \cdot 70.8 \cdot (0.92 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 100 / (107 \cdot 0.91) = 0.03525$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 104 = (0.163 \cdot 460 \cdot 70.8 \cdot 0.92 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 104 = 0.733$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 72.46

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.03525 / 100 = 0.02554$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.733 / 100 = 0.531$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 26.8
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00945$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.733 / 100 = 0.1964$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.35
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0001234$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.733 / 100 = 0.002566$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.22
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000776$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.733 / 100 = 0.001613$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.11
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000388$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.733 / 100 = 0.000806$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.06
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00002115$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.733 / 100 = 0.00044$

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00044	0.00002115
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.531	0.02554
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1964	0.00945
0602	Бензол (64)	0.002566	0.0001234
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000806	0.0000388
0621	Метилбензол (349)	0.001613	0.0000776

Источник загрязнения: 0008 Емкость для хранения нефти V=50м3

Источник выделения N 001, Емкость для хранения нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, NPNAME = Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, TMIN = 10

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.42

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, TMAX = 40

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.92

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, _NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, _NAME_ = Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, VI = 50

Количество резервуаров данного типа, NR = 1

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = 1

Категория веществ, _NAME_ = А, Б, В

Значение Kpsr(Прил.8), KPSR = 0.1

Значение Kpmax(Прил.8), KPM = 0.1

Коэффициент, KPSR = 0.1

Коэффициент, KPMAX = 0.1

Общий объем резервуаров, м³, V = 50

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, B = 100

Плотность смеси, т/м³, RO = 0.910

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), NN = B / (RO · V) = 100 / (0.91 · 50) = 2.2

Коэффициент (Прил. 10), КОВ = 2.5

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, VCMAX = 15

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = 460

, P = 460

Коэффициент, KB = 1

Температура начала кипения смеси, гр.С, TKIP = 43

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 43 + 45 = 70.8

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · КОВ · B / (107 · RO) = 0.294 · 460 · 70.8 · (0.92 · 1 + 0.42) · 0.1 · 2.5 · 100 / (107 · 0.91) = 0.03525

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 104 = (0.163 · 460 · 70.8 · 0.92 · 0.1 · 1 · 15) / 104 = 0.733

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 72.46

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), \bar{M} = CI · M / 100 = 72.46 · 0.03525 / 100 = 0.02554

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), \bar{G} = CI · G / 100 = 72.46 · 0.733 / 100 = 0.531

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 26.8

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), \bar{M} = CI · M / 100 = 26.8 · 0.03525 / 100 = 0.00945

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), \bar{G} = CI · G / 100 = 26.8 · 0.733 / 100 = 0.1964

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.35

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), \bar{M} = CI · M / 100 = 0.35 · 0.03525 / 100 = 0.0001234

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), \bar{G} = CI · G / 100 = 0.35 · 0.733 / 100 = 0.002566

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.22

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), \bar{M} = CI · M / 100 = 0.22 · 0.03525 / 100 = 0.0000776

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), \bar{G} = CI · G / 100 = 0.22 · 0.733 / 100 = 0.001613

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.11

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), \bar{M} = CI · M / 100 = 0.11 · 0.03525 / 100 = 0.0000388

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), \bar{G} = CI · G / 100 = 0.11 · 0.733 / 100 = 0.000806

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.06

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), \bar{M} = CI · M / 100 = 0.06 · 0.03525 / 100 = 0.00002115

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), \bar{G} = CI · G / 100 = 0.06 · 0.733 / 100 = 0.00044

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00044	0.00002115
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.531	0.02554
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1964	0.00945
0602	Бензол (64)	0.002566	0.0001234
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000806	0.0000388
0621	Метилбензол (349)	0.001613	0.0000776

Источник загрязнения: 0009 Емкость для хранения нефти V=50м³

Источник выделения N 001, Емкость для хранения нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, NPNAME = Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, TMIN = 10

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.42

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, TMAX = 40

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.92

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, _NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, _NAME_ = Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, VI = 50

Количество резервуаров данного типа, NR = 1

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = 1

Категория веществ, _NAME_ = А, Б, В

Значение Kpsr(Прил.8), KPSR = 0.1

Значение Kpmax(Прил.8), KPM = 0.1

Коэффициент, KPSR = 0.1

Коэффициент, KPMAX = 0.1

Общий объем резервуаров, м³, V = 50

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, B = 100

Плотность смеси, т/м³, RO = 0.910

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), NN = B / (RO · V) = 100 / (0.91 · 50) = 2.2

Коэффициент (Прил. 10), KOV = 2.5

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, VCMAX = 15

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = 460

, P = 460

Коэффициент, KB = 1

Температура начала кипения смеси, гр.С, TKIP = 43

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 43 + 45 = 70.8

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOV · V / (107 · RO) = 0.294 · 460 · 70.8 · (0.92 · 1 + 0.42) · 0.1 · 2.5 · 100 / (107 · 0.91) = 0.03525

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 104 = (0.163 · 460 · 70.8 · 0.92 · 0.1 · 1 · 15) / 104 = 0.733

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 72.46

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), _M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.03525 / 100 = 0.02554

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), _G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.733 / 100 = 0.531

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 26.8

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), _M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.03525 / 100 = 0.00945

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), _G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.733 / 100 = 0.1964

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI = 0.35

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), _M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.03525 / 100 = 0.0001234

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), _G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.733 / 100 = 0.002566

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000776$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.733 / 100 = 0.001613$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000388$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.733 / 100 = 0.000806$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00002115$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.733 / 100 = 0.00044$

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00044	0.00002115
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.531	0.02554
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1964	0.00945
0602	Бензол (64)	0.002566	0.0001234
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000806	0.0000388
0621	Метилбензол (349)	0.001613	0.0000776

Источник загрязнения N 0010 Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320
 Источник выделения N 001, Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 2
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 176
 Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 5.3
 Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
 Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
 $G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 5.3 \cdot 176 = 0.008134016$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:
 $\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265$ (А.5)
 где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:
 $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.008134016 / 0.359066265 = 0.022653245$ (А.4)

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:
 $M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600$ (1)
 Расчет валового выброса W_i , т/год:
 $W_i = q_{эi} \cdot V_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.064	0	0.375466667	0.064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.0104	0	0.061013333	0.0104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.004	0	0.024444444	0.004
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.01	0	0.058666667	0.01
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.052	0	0.303111111	0.052
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.00000011	0	0.000000587	0.00000011
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.001	0	0.005866667	0.001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.024	0	0.141777778	0.024

Источник загрязнения: 0011 Емкость для хранения дизтоплива
 Источник выделения N 001, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, NP = Дизельное топливо

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), C = 3.14

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), YY = 1.9

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, BOZ = 0

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), YYY = 2.6

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, BVL = 7.05

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, VC = 4

Коэффициент(Прил. 12), KNP = 0.0029

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, VI = 10

Количество резервуаров данного типа, NR = 1

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, KNR = 1

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твзд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), KPM = 1

Значение Kpsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), KPSR = 0.7

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.22$
 $G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R = 0 + 0.22 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000638$
 Коэффициент, $K_{PSR} = 0.7$
 Коэффициент, $K_{PMAx} = 1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 10$
 Сумма $G_{Hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $G_{HR} = 0.000638$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAx} \cdot V_C / 3600 = 3.14 \cdot 1 \cdot 4 / 3600 = 0.00349$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (Y_Y \cdot B_{OZ} + Y_{YY} \cdot B_{VL}) \cdot K_{PMAx} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (1.9 \cdot 0 + 2.6 \cdot 7.05) \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 0.000638 = 0.000656$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000656 / 100 = 0.000654$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00349 / 100 = 0.00348$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000656 / 100 = 0.000001837$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00349 / 100 = 0.00000977$

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000977	0.000001837
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00348	0.000654

Источник загрязнения N 0012 ДЭС
 Источник выделения N 001, ДЭС

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 2.6
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 250
 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 4.8
 Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
 $G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 4.8 \cdot 250 = 0.010464$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.010464 / 0.359066265 = 0.029142253$ (А.4)

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ei} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_{\Sigma} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\Sigma i} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.533333333	0.0832	0	0.533333333	0.0832
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.086666667	0.01352	0	0.086666667	0.01352
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.034722222	0.0052	0	0.034722222	0.0052
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.083333333	0.013	0	0.083333333	0.013
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.430555556	0.0676	0	0.430555556	0.0676
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000833	0.000000143	0	0.000000833	0.000000143
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008333333	0.0013	0	0.008333333	0.0013
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.201388889	0.0312	0	0.201388889	0.0312

Источник загрязнения N 0013 Факельная установка

Источник выделения N 001, Факельная установка

Площадка: АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	56.11	47.1394605	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	9.1	14.3295838	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	4.99	11.5230738	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	4.2	12.7839051	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	3.03	11.4483721	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.87	1.27639218	28.016	1.2507
Сероводород(H ₂ S)	0.84	1.49921222	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 19.0959489

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.7

Показатель адиабаты K (23):

$$K = A \sum_{i=1}^N AE E(K_i * [i]_o) = 0.980462$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.980462 * (10 + 273) / 19.0959489)^{0.5} = 348.786023$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.21

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (20):

$$W_{ист} = 4 * V / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.21 / (3.141592654 * 0.12) = 26.73803044$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.21 * 0.7 = 147$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.076660269 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * A \sum_{i=1}^N AE E(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * A \sum_{i=1}^N AE E(x_i * [i]_o) / ((100 - 20.86) * 19.0959489) = 96.26181843$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 20.86;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = U_{Vi} * G$$

где U_{Vi} - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	2.9400000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.3528000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0573300
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0735000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.2940000

Массовое содержание серы $[S]_м$, %:

$$[S]_м = A \sum_{i=1}^N AE E([i]_м * A_s * x_i / M_s) = A \sum_{i=1}^N AE E([i]_м * 32.064 * x_i / M_s) = 1.410443657$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_м$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_м * G * n = 0.02 * 1.410443657 * 147 * 0.9984 = 4.140069625$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_м * G * (1-n) = 0.01 * 1.499212223 * 147 * (1-0.9984) = 0.003526147$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м³: 11706

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.0959489)^{0.5} = 0.21$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = A \sum_{i=1}^N AE E([i]_o * A_o * x_i / M_o) = A \sum_{i=1}^N AE E([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + A \sum_{i=1}^N AE E((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.84 +$$

$$A \sum_{i=1}^N AE E((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 10.558632$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м³/м³ (12):

$$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 10.558632 = 11.558632$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_g , град.С (10):

$$T_g = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 10 + (11706 * (1-0.21) * 0.9984) / (11.558632 * 0.4) = 2006.980182$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м³*град.С):0.4

Температура горения T_g , град.С (10):

$$T_g = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 10 + (11706 * (1-0.21) * 0.9984) / (11.558632 * 0.4) = 2006.980182$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{пс} * (273 + T_g) / 273 = 0.21 * 11.558632 * (273 + 2006.980182) / 273 = 20.27188607$$

Приведенный критерий Архимеда A_g (19):

$$A_g = 0.26 * W_{исг}^2 * R_o / d = 0.26 * 26.738030442 * 0.7 / 0.1 = 1301.158535$$

Стехиометрическая длина факела $L_{сх}$: 9

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * A_g^{0.17} * (L_{сх} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1301.158535^{0.17} * (9 / 0.1)^{0.59} = 8.375070381$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) + h_g = 0.707 * (8.375070381 - 3) + 0.5 = 4.300174759$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_g - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 8.375070381 + 0.49 * 0.1 = 1.221509853$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 20.27188607 / 1.221509853^2 = 17.25456158$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки τ , ч/год: 2160

Примесь : 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Валовый выброс ЗВ Π_i , т/год:

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 2160 * 2.94 = 22.86144$$

Примесь : 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс ЗВ Π_i , т/год:

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 2160 * 0.3528 = 2.7433728$$

Примесь : 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс ЗВ Π_i , т/год:

$$Pi = 0.0036 * \tau * Mi = 0.0036 * 2160 * 0.05733 = 0.44579808$$

Примесь : 0410 Метан (727*)

Валовый выброс ЗВ Pi , т/год:

$$Pi = 0.0036 * \tau * Mi = 0.0036 * 2160 * 0.0735 = 0.571536$$

Примесь : 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Валовый выброс ЗВ Pi , т/год:

$$Pi = 0.0036 * \tau * Mi = 0.0036 * 2160 * 0.294 = 2.286144$$

Примесь : 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Валовый выброс ЗВ Pi , т/год:

$$Pi = 0.0036 * \tau * Mi = 0.0036 * 2160 * 4.140069625 = 32.1931814$$

Примесь : 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс ЗВ Pi , т/год:

$$Pi = 0.0036 * \tau * Mi = 0.0036 * 2160 * 0.003526147 = 0.02741932$$

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	2,94	22,86144
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3528	2,7433728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,05733	0,44579808
0410	Метан (727*)	0,0735	0,571536
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,294	2,286144
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	4,140069625	32,1931814
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,003526147	0,02741932

Источник загрязнения N 0014 ПРС (Лебедочный блок)

Источник выделения N 001, ПРС (Лебедочный блок)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год Вгод , т, 1

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки Pэ , кВт, 74

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя бэ , г/кВт*ч, 6.3

Температура отработавших газов Тог , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов Gог , кг/с:

$$Gог = 8.72 * 10^{-6} * бэ * Pэ = 8.72 * 10^{-6} * 6.3 * 74 = 0.004065264 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γог , кг/м³:

$$\gammaог = 1.31 / (1 + Tог / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Qог , м³/с:

$$Qог = Gог / \gammaог = 0.004065264 / 0.359066265 = 0.011321765 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов емі г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов qэі г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5
---	----	----	----	---	---	-----	--------

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * Pэ / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = qэi * Вгод / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157866667	0.032	0	0.157866667	0.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025653333	0.0052	0	0.025653333	0.0052
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010277778	0.002	0	0.010277778	0.002
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024666667	0.005	0	0.024666667	0.005
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.127444444	0.026	0	0.127444444	0.026
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000247	0.000000055	0	0.000000247	0.000000055
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002466667	0.0005	0	0.002466667	0.0005
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059611111	0.012	0	0.059611111	0.012

Источник загрязнения N 0015 Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (CAT-3412) - 10 сут.
 Источник выделения N 001, Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (CAT-3412) - 10 сут.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год Вгод, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки Pэ, кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя бэ, г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов Tог, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов Gог, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * бэ * Pэ = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{ми}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эи}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{ми} * P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эи} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.21	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.045	0	0.311111111	0.045
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.165	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.003	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.075	0	0.533333333	0.075

Источник загрязнения N 0016 Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10) - 10 сут.

Источник выделения N 001, Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10) - 10 сут.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э} = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.21	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.045	0	0.311111111	0.045
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.165	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.003	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.075	0	0.533333333	0.075

Источник загрязнения N 0017 Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (CAT-3456) - 10 сут.
 Источник выделения N 001, Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (CAT-3456) - 10 сут.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 800

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э} = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.21	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.045	0	0.311111111	0.045
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.165	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.003	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.075	0	0.533333333	0.075

Источник загрязнения N 0018 Дизельный генератор Нагнетатель №2 (CAT-3306) - 10 сут.
 Источник выделения N 001, Дизельный генератор Нагнетатель №2 (CAT-3306) - 10 сут.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 800

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э} = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{ми}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эи}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{ми} * P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эи} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам на 1 объект						
Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.21	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.045	0	0.311111111	0.045
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.165	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.003	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.075	0	0.533333333	0.075

Источник загрязнения N 0018 Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344) - 7 суток
 Источник выделения N 001, Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344) - 7 суток

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 0.14

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 320

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 2.6

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 2.6 * 320 = 0.00725504 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.00725504 / 0.359066265 = 0.020205296 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.682666667	0.00448	0	0.682666667	0.00448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.110933333	0.000728	0	0.110933333	0.000728
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.044444444	0.00028	0	0.044444444	0.00028
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.106666667	0.0007	0	0.106666667	0.0007
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.551111111	0.00364	0	0.551111111	0.00364
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001067	0.000000008	0	0.000001067	0.000000008
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010666667	0.00007	0	0.010666667	0.00007
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.257777778	0.00168	0	0.257777778	0.00168

Источник загрязнения: 6001 Фонтанная арматура

Источник выделения N 001, Фонтанная арматура

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), Q = 0.012996

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = 0.365

Общее количество данного оборудования, шт., N = 8

Среднее время работы данного оборудования, час/год, T = 2160

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), G = X · Q · N = 0.365 · 0.012996 · 8 = 0.03795

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 84.98

Максимальный разовый выброс, г/с, G_г = G · C / 100 = 0.01054 · 84.98 / 100 = 0.00896

Валовый выброс, т/год, M_г = G_г · T · 3600 / 106 = 0.00896 · 2160 · 3600 / 106 = 0.0697

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 1.44

Максимальный разовый выброс, г/с, G_г = G · C / 100 = 0.01054 · 1.44 / 100 = 0.0001518

Валовый выброс, т/год, M_г = G_г · T · 3600 / 106 = 0.0001518 · 2160 · 3600 / 106 = 0.00118

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 6.78 / 100 = 0.000715$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000715 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00556$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Поток №8
 Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 84.98 / 100 = 0.0000748$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000748 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000582$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 1.44 / 100 = 0.00001267$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00001267 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000985$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.00000396$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.00000396$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 6.78 / 100 = 0.0000597$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000597 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0000464$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)
 Наименование технологического потока: Поток №8
 Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 84.98 / 100 = 0.01038$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.01038 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0807$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 1.44 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000176 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.001369$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 6.78 / 100 = 0.000829$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000829 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00645$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160

Итоговая таблица:

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000055	0.00079968
0402	Бутан (99)	0.000176	0.00255885
0405	Пентан (450)	0.000055	0.00079968
0410	Метан (727*)	0.01038	0.150982
0526	Этен (Этилен) (669)	0.000829	0.0120564

Источник загрязнения: 6002 Установка автономного газлифта

Источник выделения N 001, Установка автономного газлифта

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 84.98 / 100 = 0.00896$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00896 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0697$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 1.44 / 100 = 0.0001518$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0001518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00118$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 6.78 / 100 = 0.000715$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000715 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00556$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 84.98 / 100 = 0.0000748$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000748 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000582$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 1.44 / 100 = 0.000001267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000001267 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000985$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 6.78 / 100 = 0.00000597$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00000597 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0000464$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 84.98 / 100 = 0.01038$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.01038 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0807$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 1.44 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000176 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.001369$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 6.78 / 100 = 0.000829$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000829 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00645$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160

Итоговая таблица:

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000055	0.00079968
0402	Бутан (99)	0.000176	0.00255885
0405	Пентан (450)	0.000055	0.00079968
0410	Метан (727*)	0.01038	0.150982
0526	Этен (Этилен) (669)	0.000829	0.0120564

Источник загрязнения: 6003 Нефтегазосепаратор

Источник выделения N 001, Нефтегазосепаратор

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 84.98 / 100 = 0.00896$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00896 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0697$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 1.44 / 100 = 0.0001518$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0001518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00118$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 6.78 / 100 = 0.000715$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000715 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00556$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 84.98 / 100 = 0.0000748$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000748 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000582$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 1.44 / 100 = 0.00001267$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00001267 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000985$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.00000396$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.00000396$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 6.78 / 100 = 0.0000597$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000597 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0000464$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 84.98 / 100 = 0.01038$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.01038 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0807$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 1.44 / 100 = 0.000176$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000176 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.001369$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 6.78 / 100 = 0.000829$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000829 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00645$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160

Итоговая таблица:

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000055	0.00079968
0402	Бутан (99)	0.000176	0.00255885
0405	Пентан (450)	0.000055	0.00079968
0410	Метан (727*)	0.01038	0.150982
0526	Этен (Этилен) (669)	0.000829	0.0120564

Источник загрязнения: 6004 Блок манифольд

Источник выделения N 001, Блок манифольд

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 84.98 / 100 = 0.00896$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00896 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0697$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 1.44 / 100 = 0.0001518$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0001518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00118$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 6.78 / 100 = 0.000715$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.000715 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00556$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 84.98 / 100 = 0.0000748$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.0000748 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000582$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 1.44 / 100 = 0.000001267$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.000001267 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000985$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.000000396$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.000000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.000000396$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.000000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 6.78 / 100 = 0.00000597$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 106 = 0.00000597 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0000464$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 84.98 / 100 = 0.01038$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.01038 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0807$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 1.44 / 100 = 0.000176$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000176 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.001369$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 6.78 / 100 = 0.000829$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000829 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00645$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160

Итоговая таблица:

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000055	0.00079968
0402	Бутан (99)	0.000176	0.00255885
0405	Пентан (450)	0.000055	0.00079968
0410	Метан (727*)	0.01038	0.150982
0526	Этен (Этилен) (669)	0.000829	0.0120564

Источник загрязнения: 6005 ПРС (Лубрикатеры марки "35 МПа")

Источник выделения N 001, ПРС (Лубрикатеры марки "35 МПа")

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 84.98 / 100 = 0.00896$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00896 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0697$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 1.44 / 100 = 0.0001518$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0001518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00118$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.45 / 100 = 0.0000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000474 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0003686$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 6.78 / 100 = 0.000715$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000715 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00556$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 84.98 / 100 = 0.0000748$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.0000748 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000582$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 1.44 / 100 = 0.000001267$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000001267 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000985$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.000000396$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.45 / 100 = 0.000000396$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000000396 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00000308$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 6.78 / 100 = 0.00000597$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.00000597 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0000464$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)
 Наименование технологического потока: Поток №8
 Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 84.98$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 84.98 / 100 = 0.01038$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.01038 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.0807$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 1.44$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 1.44 / 100 = 0.000176$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000176 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.001369$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.45$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.45 / 100 = 0.000055$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000055 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.000428$

Примесь: 0526 Этен (Этилен) (669)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 6.78$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 6.78 / 100 = 0.000829$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 106 = 0.000829 \cdot 2160 \cdot 3600 / 106 = 0.00645$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160

Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160
--	----------	---	------

Итоговая таблица:

Итого выбросы по веществам на 1 объект			
Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000055	0.00079968
0402	Бутан (99)	0.000176	0.00255885
0405	Пентан (450)	0.000055	0.00079968
0410	Метан (727*)	0.01038	0.150982
0526	Этен (Этилен) (669)	0.000829	0.0120564

РАБОТЫ ПРИ ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ:

Источник N 6090- Снятие грунта

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния

Вид работ: Выемочно-погрузочные работы

Влажность материала, %, $VL = 10$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.4) , $K5 = 0.01$

Доля пылевой фракции в материале(табл.1) , $P1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль(табл.1) , $P2 = 0.02$

Скорость ветра в зоне работы экскаватора (средняя), м/с , $G3SR = 4.5$

Коэфф.учитывающий среднюю скорость ветра(табл.2) , $P3SR = 1.2$

Скорость ветра в зоне работы экскаватора (максимальная), м/с , $G3 = 12$

Коэфф. учитывающий максимальную скорость ветра(табл.2) , $P3 = 2.0$

Коэффициент, учитывающий местные условия(табл.3) , $P6 = 0.8$

Размер куска материала, мм , $G7 = 500$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.5) , $P5 = 0.2$

Высота падения материала, м , $GB = 1.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.7) , $B = 0.6$

Количество перерабатываемой экскаватором породы, т/час , $G = 313.87$

Максимальный разовый выброс, г/с (8) , $G_{max} = P1 * P2 * P3 * K5 * P5 * P6 * B * G * 10^6 / 3600 = 0.05 * 0.02 * 2.0 * 0.01 * 0.2 * 0.8 * 0.6 * 313.87 * 10^6 / 3600 = 0.1674$

Время работы экскаватора в год, часов, $RT = 48$

Валовый выброс, т/год , $M_{gross} = P1 * P2 * P3SR * K5 * P5 * P6 * B * G * RT = 0.05 * 0.02 * 1.2 * 0.01 * 0.2 * 0.5 * 0.6 * 313.87 * 48 = 0.01085$

Итого выбросы от источника выделения: Снятие грунта

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.1674	0.01085

Источник N 6091- Земляные работы: выемка и погрузка

Список литературы:

- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Коэффициент гравитационного осаждения твердых компонентов, п.2.3, $KOC = 0.4$

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Щебень из осад. пород крупн. от 20мм и более

Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.04$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.02$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный илак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 12$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 50$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.4$

Высота падения материала, м, $GB = 1$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.5$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 62.5$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 3000$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.04 \cdot 0.02 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.4 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 62.5 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0556$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.04 \cdot 0.02 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.4 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 3000 \cdot (1-0) = 0.00672$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 0.0556$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.00672 = 0.00672$

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Песок

Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.03$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный илак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 0.1$

Уточненная влажность материала, не более, % (табл.3.1.4), $VL = 99$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.8$

Высота падения материала, м, $GB = 1$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.5$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 62.5$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 3000$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 62.5 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.2083$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 3000 \cdot (1-0) = 0.0252$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G,GC) = 0.2083$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0.00672 + 0.0252 = 0.0319$

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Песчано-гравийная смесь (ПГС)

Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.03$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.04$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент Ke принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 14$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 10$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.5$

Высота падения материала, м, $GB = 1$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.5$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 62.5$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 3000$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.03 \cdot 0.04 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 62.5 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.1042$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.03 \cdot 0.04 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 3000 \cdot (1-0) = 0.0126$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G,GC) = 0.2083$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0.0319 + 0.0126 = 0.0445$

С учетом коэффициента гравитационного осаждения

Валовый выброс, т/год, $M = KOC \cdot M = 0.4 \cdot 0.0445 = 0.0178$

Максимальный разовый выброс, $G = KOC \cdot G = 0.4 \cdot 0.2083 = 0.0833$

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0833	0.0178

Источник N 6092- Земляные работы: временное хранение грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Коэффициент гравитационного осаждения твердых компонентов, п.2.3, $KOC = 0.4$

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.2.Статическое хранение материала

Материал: Щебень из осад. пород крупн. от 20мм и более

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный илак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 12$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 50$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.4$

Поверхность пыления в плане, м², $S = 50$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складированного материала, $K6 = 1.45$

Унос материала с 1 м² фактической поверхности, г/м²*с (табл.3.1.1), $Q = 0.002$

Количество дней с устойчивым снежным покровом, $TSP = 38$

Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год, $TO = 22$

Количество дней с осадками в виде дождя в году, $TD = 2 \cdot TO / 24 = 2 \cdot 22 / 24 = 1.833$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.3), $GC = K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K6 \cdot K7 \cdot Q \cdot S \cdot (1-NJ) = 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 1.45 \cdot 0.4 \cdot 0.002 \cdot 50 \cdot (1-0) = 0.00116$

Валовый выброс, т/год (3.2.5), $MC = 0.0864 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K6 \cdot K7 \cdot Q \cdot S \cdot (365-(TSP + TD)) \cdot (1-NJ) = 0.0864 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 1.45 \cdot 0.4 \cdot 0.002 \cdot 50 \cdot (365-(38 + 1.833)) \cdot (1-0) = 0.0228$

Сумма выбросов, г/с (3.2.1, 3.2.2), $G = G + GC = 0 + 0.00116 = 0.00116$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.0228 = 0.0228$

п.3.2.Статическое хранение материала

Материал: Песчано-гравийная смесь (ПГС)

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный илак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 14$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 10$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.5$
 Поверхность пыления в плане, м², $S = 50$
 Коэфф., учитывающий профиль поверхности складуемого материала, $K6 = 1.45$
 Унос материала с 1 м² фактической поверхности, г/м²*с (табл.3.1.1), $Q = 0.002$
 Количество дней с устойчивым снежным покровом, $TSP = 38$
 Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год, $TO = 22$
 Количество дней с осадками в виде дождя в году, $TD = 2 \cdot TO / 24 = 2 \cdot 22 / 24 = 1.833$
 Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$
 Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.3), $GC = K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K6 \cdot K7 \cdot Q \cdot S \cdot (1-NJ) = 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 1.45 \cdot 0.5 \cdot 0.002 \cdot 50 \cdot (1-0) = 0.00145$
 Валовый выброс, т/год (3.2.5), $MC = 0.0864 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K6 \cdot K7 \cdot Q \cdot S \cdot (365-(TSP + TD)) \cdot (1-NJ) = 0.0864 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 1.45 \cdot 0.5 \cdot 0.002 \cdot 50 \cdot (365-(38 + 1.833)) \cdot (1-0) = 0.0285$
 Сумма выбросов, г/с (3.2.1, 3.2.2), $G = G + GC = 0.00116 + 0.00145 = 0.00261$
 Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0.0228 + 0.0285 = 0.0513$

п.3.2. Статическое хранение материала

Материал: Песок

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1
 Степень открытости: с 4-х сторон
 Загрузочный рукав не применяется
 Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$
 Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$
 Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$
 Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$
 Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$
 Влажность материала, %, $VL = 1$
 Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.9$
 Размер куска материала, мм, $G7 = 1$
 Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.8$
 Поверхность пыления в плане, м², $S = 50$
 Коэфф., учитывающий профиль поверхности складуемого материала, $K6 = 1.45$
 Унос материала с 1 м² фактической поверхности, г/м²*с (табл.3.1.1), $Q = 0.002$
 Количество дней с устойчивым снежным покровом, $TSP = 38$
 Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год, $TO = 22$
 Количество дней с осадками в виде дождя в году, $TD = 2 \cdot TO / 24 = 2 \cdot 22 / 24 = 1.833$
 Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$
 Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.3), $GC = K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K6 \cdot K7 \cdot Q \cdot S \cdot (1-NJ) = 2 \cdot 1 \cdot 0.9 \cdot 1.45 \cdot 0.8 \cdot 0.002 \cdot 50 \cdot (1-0) = 0.209$
 Валовый выброс, т/год (3.2.5), $MC = 0.0864 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K6 \cdot K7 \cdot Q \cdot S \cdot (365-(TSP + TD)) \cdot (1-NJ) = 0.0864 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.9 \cdot 1.45 \cdot 0.8 \cdot 0.002 \cdot 50 \cdot (365-(38 + 1.833)) \cdot (1-0) = 4.11$
 Сумма выбросов, г/с (3.2.1, 3.2.2), $G = G + GC = 0.00261 + 0.209 = 0.2116$
 Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0.0513 + 4.11 = 4.16$

С учетом коэффициента гравитационного осаждения

Валовый выброс, т/год, $M = KOC \cdot M = 0.4 \cdot 4.16 = 1.664$

Максимальный разовый выброс, $G = KOC \cdot G = 0.4 \cdot 0.2116 = 0.0846$

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0846	3.328

Источник N 0050- Дизельный двигатель

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 3.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 392

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 39.2

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 39.2 * 392 = 0.133995008 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.133995008 / 0.494647303 = 0.27089 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{vi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{vi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.836266667	0.1216	0	0.836266667	0.1216
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.135893333	0.01976	0	0.135893333	0.01976
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.054444444	0.0076	0	0.054444444	0.0076
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.130666667	0.019	0	0.130666667	0.019
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.675111111	0.0988	0	0.675111111	0.0988
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001307	0.00000209	0	0.000001307	0.00000209
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013066667	0.0019	0	0.013066667	0.0019
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.315777778	0.0456	0	0.315777778	0.0456

предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)						
---	--	--	--	--	--	--

Источник N 0051- Дизельный-генератор

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 8.36

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 320

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 105.7

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 105.7 * 320 = 0.29494528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29494528 / 0.494647303 = 0.596273907 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.682666667	0.26752	0	0.682666667	0.26752
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.110933333	0.043472	0	0.110933333	0.043472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.044444444	0.01672	0	0.044444444	0.01672
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.106666667	0.0418	0	0.106666667	0.0418
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.551111111	0.21736	0	0.551111111	0.21736

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001067	0.00000046	0	0.000001067	0.00000046
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010666667	0.00418	0	0.010666667	0.00418
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.257777778	0.10032	0	0.257777778	0.10032

Источник N 6093- Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $K_{NO2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $K_{NO} = 0.13$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): МР-3

Расход сварочных материалов, кг/год, $ВГОД = 2$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $ВЧАС = 0.02$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M^X} = 11.5$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M^X} = 9.77$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $МГОД = K_{M^X} \cdot ВГОД / 10^6 \cdot (1-\eta) = 9.77 \cdot 2 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.00001954$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $МСЕК = K_{M^X} \cdot ВЧАС / 3600 \cdot (1-\eta) = 9.77 \cdot 0.02 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0000543$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M^X} = 1.73$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $МГОД = K_{M^X} \cdot ВГОД / 10^6 \cdot (1-\eta) = 1.73 \cdot 2 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.00000346$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $МСЕК = K_{M^X} \cdot ВЧАС / 3600 \cdot (1-\eta) = 1.73 \cdot 0.02 / 3600 \cdot (1-0) = 0.00000961$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M^X} = 0.4$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{ГОД} = K_M \cdot X \cdot V_{ГОД} / 10^6 \cdot (1-\eta) = 0.4 \cdot 2 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.0000008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $M_{СЕК} = K_M \cdot X \cdot V_{ЧАС} / 3600 \cdot (1-\eta) = 0.4 \cdot 0.02 / 3600 \cdot (1-0) = 0.000002222$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0000543	0.00001954
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00000961	0.00000346
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000002222	0.0000008

Источник N 6094- Емкость масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YOZ = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.9**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YVL = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.9**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 2**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 6**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsg для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRi = 0.27**

GHR = GHR + GHRi · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 6**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 2 / 3600 = 0.00002167**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YOZ · BOZ + YVL · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 0.9 + 0.25 · 0.9) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 100 · 0.00002167 / 100 = 0.00002167**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00002167	0.000073

Источник N 6095- Емкость отработанного масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Нефтепродукт, **NP = Моторное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 1.74**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YOZ = 1.24**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.2**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YVL = 1.24**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.2**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 2**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0011**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 6**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0011 · 1 = 0.000297

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 6**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000297**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 1.74 · 0.1 · 2 / 3600 = 0.0000967**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YOZ · BOZ + YVL · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (1.24 · 0.2 + 1.24 · 0.2) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000297 = 0.000297**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 100 · 0.000297 / 100 = 0.000297**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 100 · 0.0000967 / 100 = 0.0000967**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0000967	0.000297

Источник N 6096- Емкость для хранения дизтоплива V = 7 м³

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YOZ = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 6.08**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YVL = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 6.08**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 7**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 7**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение $K_{рmax}$ для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $K_{рsg}$ для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHR = 0.27$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 7$

Сумма $Ghr_i \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 7 / 3600 = 0.000762$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YOZ \cdot BOZ + YVL \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 6.08 + 3.15 \cdot 6.08) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000786$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.000786 / 100 = 0.0007837992$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.000762 / 100 = 0.0007598664$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.000786 / 100 = 0.0000022008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.000762 / 100 = 0.0000021336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000021336	0.0000022008
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0007598664	0.0007837992

Источник N 6097- Емкость для шлама 4м3

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 2 \cdot 2 = 4$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N_{IOZ} = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N_{2VL} = 2.88$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N_{2VL} \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.004444444444$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (N_{IOZ} + N_{2VL}) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 4 \cdot 0.001 = 0.121$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.121$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.004444444444	0.121

Источник N 6098- Дегазатор бурового раствора

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					

1.1.	Объем аппарата	V	м3	1		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	247,2		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19					
		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 \cdot \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} \cdot \sqrt{\frac{M \cdot n}{T}}$		0,0287
		Пр	г/с	$0,0287 \cdot 1000 / 3600$		0,0080
		Пр	т/год	$0,008 / 1000000 \cdot 3600 \cdot 247,2$		0,00712
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.						

Источник N 6099- 6100 - Установка подачи топлива (насос) - 2шт.

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости:

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час (Прил.Б2), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 247.2$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (6.3), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 247.2) / 1000 = 0.01978$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил.14[3]), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5 [3]), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.01978 / 100 = 0.019724616$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4 [3]), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.011078892$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил.14[3]), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5 [3]), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.01978 / 100 = 0.000055384$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4 [3]), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.000031108$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000031108	0.000055384
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.011078892	0.019724616

Источник N 6101 - Планировка площадки

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Коэффициент гравитационного осаждения твердых компонентов, п.2.3, $KOC = 0.4$

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Глина

Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.02$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 20$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.8$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.7$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 1305.2$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 62648$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 1305.2 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 4.06$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 62648 \cdot (1-0) = 0.491$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 4.06$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.491 = 0.491$

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Глина

Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.02$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 20$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.8$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.7$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 1305.2$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 62648$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Разгрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 1305.2 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 4.06$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 62648 \cdot (1-0) = 0.491$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G,GC) = 4.06$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0.491 + 0.491 = 0.982$

п.3.1. Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Глина

Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.02$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент Ke принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 7$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.4$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 2$

Влажность материала, %, $VL = 20$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.8$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.7$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 1305.2$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 62648$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Пересыпка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 1305.2 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 4.06$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1.4 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 62648 \cdot (1-0) = 0.491$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G,GC) = 4.06$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0.982 + 0.491 = 1.473$

С учетом коэффициента гравитационного осаждения

Валовый выброс, т/год, $M = KOC \cdot M = 0.4 \cdot 1.473 = 0.589$

Максимальный разовый выброс, $G = KOC \cdot G = 0.4 \cdot 4.06 = 1.624$

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный	1.624	0.589

шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	--	--

Источник N 6102 - Трамбовка грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Коэффициент гравитационного осаждения твердых компонентов, п.2.3, **KOC = 0.4**

Тип источника выделения: Расчет выбросов пыли при транспортных работах

Средняя грузоподъемность единицы автотранспорта: >10 - <= 15 тонн

Коэфф., учитывающий грузоподъемность (табл.3.3.1), **C1 = 1.3**

Средняя скорость передвижения автотранспорта: >5 - <= 10 км/час

Коэфф., учитывающий скорость передвижения (табл.3.3.2), **C2 = 1**

Состояние дороги: Дорога без покрытия (грунтовая)

Коэфф., учитывающий состояние дороги (табл.3.3.3), **C3 = 1**

Число автомашин, одновременно работающих в карьере, шт., **N1 = 2**

Средняя продолжительность одной ходки в пределах промплощадки, км, **L = 5**

Число ходок (туда + обратно) всего транспорта в час, **N = 5**

Коэфф., учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу, **C7 = 0.01**

Пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега, г/км, **Q1 = 1450**

Влажность поверхностного слоя дороги, %, **VL = 10**

Коэфф., учитывающий увлажненность дороги (табл.3.1.4), **K5 = 0.1**

Коэфф., учитывающий профиль поверхности материала на платформе, **C4 = 1.45**

Наиболее характерная для данного района скорость ветра, м/с, **V1 = 4.5**

Средняя скорость движения транспортного средства, км/час, **V2 = 20**

Скорость обдува, м/с, **VOB = (V1 · V2 / 3.6)^{0.5} = (4.5 · 20 / 3.6)^{0.5} = 5**

Коэфф., учитывающий скорость обдува материала в кузове (табл.3.3.4), **C5 = 1.26**

Площадь открытой поверхности материала в кузове, м², **S = 40**

Перевозимый материал: Глина

Унос материала с 1 м² фактической поверхности, г/м²*с (табл.3.1.1), **Q = 0.004**

Влажность перевозимого материала, %, **VL = 10**

Коэфф., учитывающий влажность перевозимого материала (табл.3.1.4), **K5M = 0.1**

Количество дней с устойчивым снежным покровом, **TSP = 32**

Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год, **TO = 28**

Количество дней с осадками в виде дождя в году, **TD = 2 · TO / 24 = 2 · 28 / 24 = 2.333**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

С учетом коэффициента гравитационного осаждения

Максимальный разовый выброс, г/с (3.3.1), **G = KOC · (C1 · C2 · C3 · K5 · C7 · N · L · Q1 / 3600 + C4 · C5 ·**

K5M · Q · S · N1) = 0.4 · (1.3 · 1 · 1 · 0.1 · 0.01 · 5 · 5 · 1450 / 3600 + 1.45 · 1.26 · 0.1 · 0.004 · 40 · 2) = 0.0286

Валовый выброс, т/год (3.3.2), **M = 0.0864 · G · (365-(TSP + TD)) = 0.0864 · 0.0286 · (365-(32 + 2.333)) = 0.817**

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0286	0.817

Источник N 6103 - Планировка грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1. Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Вскрышные породы

Весовая доля пылевой фракции в материале(табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль(табл.3.1.1), $K2 = 0.02$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 4.5$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), $K3SR = 1.2$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 12$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), $K3 = 2.0$

Влажность материала, %, $VL = 10$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), $K5 = 0.1$

Размер куска материала, мм, $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5), $K7 = 0.8$

Высота падения материала, м, $GB = 1$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.3.1.7), $B = 0.6$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 4350,55$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 62648$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Пересыпка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 106 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 2.0 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 4350.55 \cdot 106 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0123$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 2.0 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 62648 \cdot (1-0) = 6.014208$

Итого выбросы от источника выделения:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0123	6.014208

Источник N 6104 - Покрасочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005

Технологический процесс: окраска и сушка

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.0005$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MSI = 0.0001$

Марка ЛКМ: Грунтовка ГФ-021

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 45$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 100$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M_ = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0005 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.000225$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0001 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0000125$

Технологический процесс: окраска и сушка

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.0009$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MSI = 0.0001$

Марка ЛКМ: Растворитель Р-4

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 100$

Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 26$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0009 \cdot 100 \cdot 26 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.000234$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0001 \cdot 100 \cdot 26 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00000722222$

Примесь: 1210 Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 12$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0009 \cdot 100 \cdot 12 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.000108$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0001 \cdot 100 \cdot 12 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00000333333$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 62$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0009 \cdot 100 \cdot 62 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.000558$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0001 \cdot 100 \cdot 62 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00001722222$

Технологический процесс: окраска и сушка

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.0044$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MSI = 0.0003$

Марка ЛКМ: Лак БТ-99

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 56$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 96$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0044 \cdot 56 \cdot 96 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00236544$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0003 \cdot 56 \cdot 96 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0000448$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 4$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0044 \cdot 56 \cdot 4 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00009856$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0003 \cdot 56 \cdot 4 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00000186667$

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000448	0.00259044
0621	Метилбензол (349)	0.00001722222	0.000558
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.00000333333	0.000108
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.00000722222	0.000234
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.00000186667	0.00009856

Источник N 6105 - Лакокрасочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005

Технологический процесс: окраска и сушка

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.00018$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1 = 0.0001$

Марка ЛКМ: Эмаль ПФ-115

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 45$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 50$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.00018 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0000405$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0001 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00000625$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 50$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M}_- = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.00018 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0000405$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $\underline{G}_- = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0001 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00000625$

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000625	0.0000405
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.00000625	0.0000405

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ: - вахтовый городок – 14,3сут.

Источник N 0052- Дизельный генератор ДЭС-200

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 16.22

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 236.3

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 236.3 * 200 = 0.4121072 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.4121072 / 0.359066265 = 1.147719071 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	0.519040	0	0.426666667	0.519040
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	0.0843440	0	0.069333333	0.0843440
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.032440	0	0.027777778	0.032440
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.08110	0	0.066666667	0.08110
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	0.421720	0	0.344444444	0.421720
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000667	0.0000008920	0	0.000000667	0.0000008920
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.008110	0	0.006666667	0.008110
2754	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.161111111	0.194640	0	0.161111111	0.194640

Источник N 6106 - Емкость для дизельного топлива V = 20 м3

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YOZ = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 25.52**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YVL = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 25.52**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 4**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHR = 0.27**

GHR = GHR + GHR · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**

Сумма Ghr·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 4 / 3600 = 0.0004356**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YOZ · BOZ + YVL · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 25.52 + 3.15 · 25.52) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000797**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000797 / 100 = 0.0007947684**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0004356 / 100 = 0.00043438032**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.000797 / 100 = 0.0000022316**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0004356 / 100 = 0.00000121968**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000121968	0.0000022316
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00043438032	0.0007947684

Источник N 6107 - Емкость для отработанного масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Нефтепродукт, **NP = Моторное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 1.74**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), $YOZ = 1.24$
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 0.193656$
 Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), $YVL = 1.24$
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.193656$
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 2$
 Коэффициент (Прил. 12), $KNP = 0.0011$
 Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 6$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$
 Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
 Значение K_{PM} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 0.1$
 Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.1$
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHR = 0.27$
 $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.000297$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 6$
 Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_{R}$, $GHR = 0.000297$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 1.74 \cdot 0.1 \cdot 2 / 3600 = 0.0000967$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YOZ \cdot BOZ + YVL \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (1.24 \cdot 0.193656 + 1.24 \cdot 0.193656) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000297 = 0.000297$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0000967 / 100 = 0.0000967$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0000967 / 100 = 0.0000967$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0000967	0.000297

Источник N 6108 - Насос подачи ГСМ к дизельным установкам

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
 Нефтепродукт: Дизельное топливо
 Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости:
 Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала
 Удельный выброс, кг/час (Прил.Б2), $Q = 0.07$
 Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$
 Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$
 Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 343.2$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$
 Валовый выброс, т/год (6.3), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 1 \cdot 343.2) / 1000 = 0.024$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил.14[3]), $CI = 99.72$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5 [3]), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.024 / 100 = 0.0239328$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4 [3]), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.019385568$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил.14[3]), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5 [3]), $M_{gross} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.024 / 100 = 0.0000672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4 [3]), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.000054432$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.0000672
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.0239328

Источник N 6109 - Сварочные работы

Источник загрязнения: 6085, Неорганизованный выброс

Источник выделения: 6085 01, Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $K_{NO2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $K_{NO} = 0.13$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $ВГОД = 36$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $ВЧАС = 0.8$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M};^X = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M};^X = 10.69$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $МГОД = K_{M};^X \cdot ВГОД / 10^6 \cdot (1-\eta) = 10.69 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.000385$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $МСЕК = K_{M};^X \cdot ВЧАС / 3600 \cdot (1-\eta) = 10.69 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.002376$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_{M};^X = 0.92$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $МГОД = K_{M};^X \cdot ВГОД / 10^6 \cdot (1-\eta) = 0.92 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.0000331$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $МСЕК = K_{M};^X \cdot ВЧАС / 3600 \cdot (1-\eta) = 0.92 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0002044$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_M^{X} = 1.4$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{ГОД} = K_M^{X} \cdot V_{ГОД} / 10^6 \cdot (1-\eta) = 1.4 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.0000504$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $M_{СЕК} = K_M^{X} \cdot V_{ЧАС} / 3600 \cdot (1-\eta) = 1.4 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.000311$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_M^{X} = 3.3$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{ГОД} = K_M^{X} \cdot V_{ГОД} / 10^6 \cdot (1-\eta) = 3.3 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.0001188$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $M_{СЕК} = K_M^{X} \cdot V_{ЧАС} / 3600 \cdot (1-\eta) = 3.3 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.000733$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_M^{X} = 0.75$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{ГОД} = K_M^{X} \cdot V_{ГОД} / 10^6 \cdot (1-\eta) = 0.75 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.000027$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $M_{СЕК} = K_M^{X} \cdot V_{ЧАС} / 3600 \cdot (1-\eta) = 0.75 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0001667$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_M^{X} = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{ГОД} = KNO_2 \cdot K_M^{X} \cdot V_{ГОД} / 10^6 \cdot (1-\eta) = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.0000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $M_{СЕК} = KNO_2 \cdot K_M^{X} \cdot V_{ЧАС} / 3600 \cdot (1-\eta) = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0002667$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{ГОД} = KNO \cdot K_M^{X} \cdot V_{ГОД} / 10^6 \cdot (1-\eta) = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.00000702$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $MCEK = KNO \cdot K_M^{;;X} \cdot BЧАС / 3600 \cdot (1-\eta) = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0000433$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $K_M^{;;X} = 13.3$

Степень очистки, доли ед., $\eta = 0$

Валовый выброс, т/год (5.1), $MГОД = K_M^{;;X} \cdot ВГОД / 10^6 \cdot (1-\eta) = 13.3 \cdot 36 / 10^6 \cdot (1-0) = 0.000479$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $MCEK = K_M^{;;X} \cdot BЧАС / 3600 \cdot (1-\eta) = 13.3 \cdot 0.8 / 3600 \cdot (1-0) = 0.002956$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.002376	0.000385
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0002044	0.0000331
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002667	0.0000432
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000433	0.00000702
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.002956	0.000479
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001667	0.000027
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000733	0.0001188
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000311	0.0000504

Источник N 6110 - Покрасочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005

Технологический процесс: окраска и сушка

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.06$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MSI = 0.001$

Марка ЛКМ: Эмаль ПФ-115

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 45$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 50$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M_ = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.06 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0135$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G_ = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.001 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0000625$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 50$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.06 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0135$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.001 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0000625$

Итоговая таблица выбросов

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000625	0.0135
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.0000625	0.0135

Источник N 6111 - Емкость для масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), $YOZ = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 0.774625$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), $YVL = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.774625$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 2$

Коэффициент (Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 6$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 6$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 2 / 3600 = 0.00002167$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YOZ \cdot BOZ + YVL \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot$

$0.774625 + 0.25 \cdot 0.774625) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00002167 / 100 = 0.00002167$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00002167	0.000073

17. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Рекомендации по управлению отходами

В настоящее время в компании недропользователя разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами на всех этапах проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому производится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключаются в следующем:

1. На всех производственных объектах ведется строгий учет образующихся отходов. Специалистами отдела ОТ и ОС предприятия контролируются все процессы в рамках жизненного цикла отходов, и помогает установить оптимальные пути утилизации отходов, согласно требованиям законодательства РК и международных природоохранных стандартов.

2. Сбор и/или накопление отходов на производственных объектах осуществляется согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для сбора отходов имеются специализированные оборудованные площадки, и имеются необходимое количество контейнеров. Необходимо соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

3. Все образующиеся отходы проходят идентификацию и паспортизацию опасных отходов.

4. Осуществляется упаковка и маркировка отходов.

5. Транспортирование отходов осуществляет специализированные лицензированные организации по договору.

6. Складирование и временное хранение, образующихся отходов осуществляется в специализированные контейнеры и специально оборудованные площадки.

7. По мере возможности производится вторичное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании;

8. Отходы передаются сторонним организациям по договору для размещения, утилизации, обезвреживания или переработки.

В целях оптимизации управления отходами организовано заблаговременное заключение договоров на вывоз для дальнейшей переработки/использования/ утилизации отходов производства и потребления со специализированными предприятиями, что также снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Отработанные масла используются повторно в производстве для смазки деталей.

Отходы бурения передаются сторонним специализированным организациям согласно договору.

Промасленная ветошь передается специализированной организации согласно договору.

ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору со специализированной организацией.

Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение. В связи с этим проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов не планируется.

Передача отходов должна осуществляться специализированной организацией, имеющей лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов согласно п.1 статьи 336 на основании договора.

Таблица 17.1 Существующая система передачи отходов

№ п/п	Наименование отхода	Куда передаются отходы
1	Буровой шлам	Передаются сторонней организации на основании договора
2	Отработанный буровой раствор	Передаются сторонней организации на основании договора
3	Промасленная ветошь	Передаются сторонней организации на основании договора
4	Отработанные масла	Передаются сторонней организации на основании договора
5	ТБО	Вывоз на на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и торговли АО «СНПС-Актобемунайгаз».
6	Мешкотара	Вывоз на полигон ТБО УОПиТ
7	Пластмассовые бочки	Передаются сторонней организации на основании договора

Основными результатами работ по управлению отходами является их полная утилизация Подрядным Компаниям.

18. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.

Захоронение не планируется.

19. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

19.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Экологический риск – вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера. Под экологическим риском понимают также вероятностную меру опасности причинения вреда окружающей природной среде в виде возможных потерь за определенное время.

Оценки воздействия на окружающую среду подобных сооружений ориентированы на принятие быстрых управляющих решений на больших территориях в течение значительного срока функционирования, во время которого воздействие сооружения на окружающую среду становится значительным.

Исследования и оценки риска должны включать:

- выявление потенциально опасных событий, возможных на объекте и его составных частях;
- оценку вероятности осуществления этих событий;
- оценку последствий (ущерба) при реализации таких событий.

Величина риска определяется как произведение величины ущерба I на вероятность W события i , вызывающего этот ущерб:

$$R = I W_i$$

В программе работ в обязательном порядке необходимо учитывать возможность возникновения различного рода катастроф и предусматривать мероприятия по снижению уязвимости социально-экономических систем, производственных комплексов и объектов от катастроф и их последствий.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок, снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

При проведении буровых работ могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает стоимость работ, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому значение причин аварий, мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Процедура оценки риска состоит из четырех главных фаз: превентивной, кризисной, посткризисной и ликвидационной.

Превентивная фаза включает в себя промышленный контроль и экологический мониторинг, прогноз природных и техногенных катастроф, выявление уязвимых и незащищенных зон, разработку аварийных регламентов, ГИС, подготовку сил и средств, тренаж персонала.

Кризисная фаза включает в себя систему предупреждения, оперативный контроль, первую помощь, эвакуацию.

Посткризисная фаза – восстановление жизнеобеспечивающей инфраструктуры, предотвращение рецидива.

Ликвидационная фаза – восстановление биоценозов.

Экономическими показателями ущерба являются утрата материальных ценностей, необходимость финансовых, порой значительных, затрат на восстановление потерянного и т.д. В число социальных показателей входят: заболеваемость, ухудшение здоровья людей, смертность, вынужденная миграция населения, связанная с необходимостью переселения групп людей, и т.п.

К экологическим показателям относятся: разрушение биоты, вредное, порой необратимое, воздействие на экосистемы, ухудшение качества окружающей среды, связанное с ее загрязнением, повышение вероятности возникновения специфических заболеваний, отчуждение земель, гибель лесов, озер, рек, морей и т. п.

Экологический риск связан не только с ухудшением состояния и качества окружающей среды и здоровья людей, но и с воздействием техногенной деятельности на эколого-экономические и природно-хозяйственные системы, изменением их свойств, нарушением связей и процессов, имеющих место в этих системах. В понятие «экологический риск» может быть вложен различный смысл. Вероятность аварии, имеющей экологические последствия; величина возможного ущерба для природной среды, здоровья населения или некоторая комбинация последствий.

Процедура оценки риска

Концепция риска включает в себя два элемента: оценку риска (Risk Assessment) и управление риском (Risk Management). Оценка риска – научный анализ генезиса и масштабов риска в конкретной ситуации, тогда как управление риском – анализ рисков ситуации и разработка решения, направленного на его минимизацию.

Риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

1) существование источника риска (токсичного вещества в окружающей среде или продуктах питания, либо предприятия по выпуску продукции, содержащей такие вещества, либо технологического процесса и т.д.);

2) присутствие данного источника риска в определенной вредной для здоровья человека дозе или концентрации;

3) подверженность человека воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

Оценка риска в общем виде подразумевает процесс идентификации, оценки и прогнозирования негативного воздействия на окружающую среду и/или здоровье и благосостояние людей в результате функционирования промышленных и иных производств и объектов, которые могут представлять опасность для населения и окружающей среды. Сегодня в нашей стране дальнейшее развитие методологии социально-гигиенического мониторинга во многом связано с практическим внедрением концепции риска. В рамках нормативного подхода рассматривается оценка экологического риска, где рецептором (чувствительным звеном) является человек. Сравнительный анализ при такой оценке риска позволяет принять обоснованное решение о первоочередных мероприятиях по минимизации риска для здоровья людей от загрязнений объектов окружающей среды. При проведении оценок риска для здоровья населения общая схема оценки риска рис. 5.9.1, как правило, реализуется в упрощенном варианте, который выделен жирными линиями на рис. 5.9.1. В этом случае ограничиваются исследованием реального, не связанного с аварийными ситуациями, воздействия на окружающую среду источников опасности. Эта же упрощенная схема реализуется также в случае оценки риска для здоровья, связанного с существующим уровнем загрязнения окружающей среды различными химическими веществами.



Рис. 19.1.1 - Оценка риска

Оценка риска – это использование доступной научной информации и научно обоснованных прогнозов для оценки опасности воздействия вредных факторов окружающей среды и условий на здоровье человека. При этом подчеркивается, что риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

- существование самого источника риска (токсичного вещества в объектах окружающей среды или продуктах питания; технологического процесса, предусматривающего использование вредных веществ и т.п.);

- присутствие данного источника риска в определенной, вредной для человека дозе;

- подверженность населения воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

Риск при нормальном функционировании промышленных объектов может быть обусловлен за счет выбросов или утечки вредных или опасных веществ, сбросов неочищенных стоков и др. в количествах, превышающих санитарно-гигиенические нормативы и оказывающих постоянное воздействие на здоровье населения и окружающую среду. Постоянные выбросы составляют:

- загрязнители воздуха — выбросы из дымовых труб, выхлопных труб автотранспорта, выбросы летучих веществ из промышленной вентиляции, при сжигании различных материалов на открытом огне и т.д.;

- загрязнители воды — сброс стоков в поверхностные водоемы, перелив из очистных прудов, неточечные источники, такие как ливневые стоки с городских дорог; загрязнение подземных вод вследствие выщелачивания почвы, разгрузки поверхностных водоемов, утечек из трубопроводов, сбросов из инжектирующих скважин.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы в пределах допустимых концентраций.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное при эксплуатации.*

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный.*

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки организаций системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды.

Вывод: В целом воздействие работ при эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как *локальное, временное.*

Оценка риска аварийных ситуаций

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;

- вероятность и возможность наступления такого события;

- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Обзор возможных аварийных ситуаций

Возможными причинами аварийных ситуаций в общем случае могут быть:

- случайные технические отказы элементов;
- техногенные аварии, природные катастрофы и стихийные бедствия в районе дислокации объекта;
- неумышленные ошибочные действия обслуживающего персонала;
- преднамеренные злоумышленные действия и воздействия средств поражения.

Природные факторы воздействия

Под природными факторами понимается разрушительное явление, вызванное геофизическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении чрезвычайной природной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Сейсмическая активность. Согласно данным сейсмического микрорайонирования территория буровых работ не входит в зону риска по сейсмоактивности.

Характер воздействия: одномоментный. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

Неблагоприятные метеоусловия. Исследуемая территория находится в зоне умеренно жарких, резко засушливых пустынных степей и имеет резкоконтинентальный климат. Многолетняя аридизация климата способствовала постепенному высыханию водных потоков и озер и активному развитию эоловых процессов. Континентальность и аридность климата находят выражение в резких амплитудах суточных, среднемесячных и среднегодовых t° воздуха и в малых количествах выпадающих здесь осадков. На формирование рельефа существенное влияние оказывают ветры.

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой, господствующие ветра западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветра северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы.

В целом территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое, в пределах 40-45% за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре – феврале (до 50-70% ежемесячно). Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%. Как показывает анализ подобных ситуаций, причиной возникновения пожаров является не только природные факторы, но и неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Антропогенные факторы

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технических устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

К антропогенным факторам относятся факторы производственной среды и трудового процесса.

Трендовые показатели свидетельствуют: в то время как число природных катастроф при небольших колебаниях по годам в целом остается неизменным, техногенные аварии за

последние пять лет резко умножились. Основной тенденцией формирования техногенной опасности является преобладание в них видов ситуаций, связанных непосредственно с проводимой деятельностью.

Возможные техногенные аварии при производстве буровых работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на временных хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ);
- аварийные ситуации при проведении работ.

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

При проведении работ будет использоваться автотранспорт. Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами.

Аварийные ситуации при проведении работ

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации, связанные с проведением работ:

Воздействие машин и оборудования. При проведении буровых работ могут возникнуть ситуации, приводящие к травмам людей в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций мала.

Воздействие электрического тока. Поражения током в результате прикосновения к проводникам, находящемуся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к воздушным линиям электропередачи, при работе во время грозы. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительна.

Человеческий фактор. Анализ аварийности на крупных предприятиях показал, что в 39% случаев основные причины возникновения аварийных ситуаций обусловлены недостаточной обученностью операторов, их эмоциональной неустойчивостью, недостаточным уровнем оперативного мышления, дефектами оперативной памяти, проявлением растерянности в чрезвычайной ситуации, а также прямым нарушением должностных инструкций вследствие безответственности и халатного отношения к своим должностным обязанностям. В силу принятых решений по охране труда и техники безопасности, вероятность возникновения выше приведенной ситуации пренебрежимо мала.

Анализ вероятности возникновения аварий

Вероятность возникновения аварий оценивается по результатам анализа причин аварийности на конкретных объектах-аналогах примерно равной мощности. Для этого на объекте-аналоге проводят отбор и описание сценариев выбранных аварийных ситуаций, имевших экологические последствия, определяют размеры зон и характер их воздействия. Аварийность на объектах-аналогах следует оценивать по показателям риска их неблагоприятного воздействия на ОС, объекты инфраструктуры и население. При этом используют статистические данные по аварийности объекта-аналога за последние 5 лет и показатели экологического ущерба от зарегистрированных аварий.

При анализе аварийности следует указывать наименование объекта-аналога, название производства или технологического процесса, причину возникновения аварии, виды и количество загрязняющих или токсичных веществ, попадающих в ОС в результате аварии, другие виды нарушений, а также последствия аварий и проводившиеся мероприятия по их ликвидации.

19.2 Обзор возможных аварийных ситуаций

Потенциальные опасности, связанные с риском функционирования предприятия, могут возникнуть в результате воздействия, как природных факторов, так и антропогенных.

Под природными факторами понимается разрушительное явление, вызванное геофизическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает способность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении риска, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами – понимается быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технических устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

В общем случае внутренними предпосылками-причинами возникновения и развития возможных аварийных ситуаций и инцидентов при производстве работ могут быть:

- отказы и неполадки технологического оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

В подавляющем большинстве случаев причины аварийных ситуаций обуславливаются человеческим фактором - недостаточной компетенцией, безответственностью должностных лиц, грубейшими нарушениями производственной и технологической дисциплины, невыполнением элементарных требований техники безопасности и проектных решений, терпимым отношением к нарушителям производственной дисциплины.

С учетом вероятности возможности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним.

20. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).

1. Охрана атмосферного воздуха:

1) проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;

2. Охрана водных объектов:

1) проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и

последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод.

3. Охрана от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:

Мероприятия в рамках пробной эксплуатации не предусмотрены.

4. Охрана земель:

1) рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

5. Охрана недр:

1) внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию;

6. Охрана животного и растительного мира:

1) озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

7. Обращение с отходами:

1) проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами;

8. Радиационная, биологическая и химическая безопасность:

1) проведение радиоэкологических обследований территорий с целью выявления радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды;

9. Внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий:

Мероприятия в рамках пробной эксплуатации не предусмотрены.

10. Научно-исследовательские, изыскательские и другие разработки:

1) проведение экологических исследований для определения фонового состояния окружающей среды, выявление возможного негативного воздействия промышленной деятельности на экосистемы и разработка программ и планов мероприятий по снижению загрязнения окружающей среды;

Мероприятия по снижению экологического риска

Оценка риска аварии необходима постоянно, так как ее возникновение зависит не только от проектных параметров, но и от текущей ситуации, сочетание управленческих решений, параметров процесса, состояния оборудования и степени подготовленности персонала, внешних условий. Предупреждение аварии возможно при постоянном контроле за процессом и прогнозировании риска.

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время проведения строительстве на участке играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;

- осуществление мер по гидроизоляции грунта под буровым оборудованием;
- химические реагенты и запасы буровых растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения – на бетонных площадках на специальных складах;
- отделение твердой фазы и шлама из бурового раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их;
- регенерация бурового раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод в бурении;
- бурение эксплуатационных скважин буровыми установками на электроприводе;
- сокращение валового выброса продукции скважин за счет;
- проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с типовым проектом;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

При соблюдении предусмотренных проектных решений при эксплуатации участка, а также при условии выполнения всех предложенных данным проектом природоохранных мероприятий отрицательное влияние на компоненты окружающей среды при реализации намечаемой деятельности исключается.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей 238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Согласно п.п.1 п.1 статьи 397 Экологического Кодекса РК, проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды: 1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию.

21. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования

деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Принятые проектные решения по реализации намечаемой деятельности не приведут к потере биоразнообразия и исчезновению отдельных видов представителей флоры и фауны. Характер намечаемой производственной деятельности показывает, что:

- ✓ использование объектов растительного и животного мира отсутствует;
- ✓ территория воздействия находится вне земель и особо охраняемых природных территорий, а также не входит в водоохранную зону и полосу водных объектов;
- ✓ негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается;

На основании вышеизложенного проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

22. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

В настоящем проекте проведен анализ возможных воздействий намечаемой деятельности на различные компоненты природной среды, определены их характеристики в эксплуатации проектируемого объекта.

Оценка воздействия на окружающую среду показывает, что участок не окажет критического или необратимого воздействия на окружающую среду территории, которая окажется под воздействием намечаемой деятельности.

Проектом установлено, что в период реализации намечаемой деятельности будут преобладать воздействия низкой значимости. Воздействия высокой значимости не выявлены. Обоснования необходимости выполнения операций, влекущих необратимые воздействия, не требуется.

Предпосылок к потере устойчивости экологических систем района проведения планируемых работ не установлено. Ожидаемые воздействия не приведут к необратимым изменениям экосистем.

В сравнительном анализе потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах нет необходимости.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении эксплуатационных работ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине, со складированием его в непосредственной близости от места проведения работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период запланированных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе запланированных работ, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем работ на месторождении.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) после проектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК после проектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – после проектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения после проектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения после проектного анализа – после проектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершён не позднее чем через восемнадцать

месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам после проектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам после проектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам после проектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам после проектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам после проектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения после проектного анализа и форма заключения по результатам после проектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам после проектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

24. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ.

После прекращения намечаемой деятельности будет проведена ликвидация участка согласно действующим законам РК. Также предусмотрена рекультивация нарушенных земель.

25. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол находится в Мугоджарском районе Актюбинской области РК в 240 км к югу от г. Актобе, между Мугоджарскими горами и долиной реки Эмба.

Ближайшими населенными пунктами являются усадьба совхоза Жанажол, расположенная в 15 км к северо-востоку и действующий нефтепромысел Кенкияк, расположенный в 35 км к северо-западу. Ближайшая железнодорожная станция Эмба на линии Москва - Средняя Азия находится в 100 км от площади. Производственное предприятие НГДУ «Октябрьскнефть» АО «СНПС-Актобемунайгаз» расположено в городе Кандыгааш, в 130 км на север от месторождения Жанажол.

В непосредственной близости находятся нефтяные месторождения: Алибекмола, Кенкияк надсолевой и подсолевой, Лактыбай, Кокжиде и другие.

Недалеко от месторождения проходят нефтепроводы Атырау – Орск и Кенкияк-Атырау. Строится нефтепровод и проектируется газопровод для транспортировки углеводородов в Китай. Южнее месторождения находится Жанажольский газоперерабатывающий завод, использующий газ рядом расположенных месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз», откуда проложен газопровод в г. Актобе.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную оврагами. Абсолютные отметки рельефа колеблются от плюс 125м до плюс 270м,

минимальные отметки приурочены к долине реки Эмба с юго-запада, ограничивающей территорию месторождения.

Гидрографическая сеть района, в основном представлена рекой Эмба, которая протекает в 2-14 км к юго-западу от месторождения. Вода минерализованная, и используется для технических нужд. Для бытовых целей используется вода из колодцев. Уровень в колодцах и в пойме реки Эмба составляет 2м и более.

Климат района сухой, резко-континентальный, с резкими годовыми и суточными колебаниями температуры и крайне низкой температуры и крайне низкой влажностью. Зимний минимум температуры достигает минус 40⁰С, летний максимум плюс 40⁰С. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем – июль. Для января и февраля месяцев характерны сильные ветры и бураны. Глубина промерзания почвы составляет 1,5-1,8 м. Среднегодовое количество атмосферных осадков невелико и достигает 140-200 мм в год.

Таблица 25.1 - Географические координаты угловых точек к горному отводу месторождения Жанажол

№№ точек	Координаты	
	Северной широты	Восточной долготы
T-1	48° 12' 00"	57° 18' 12"
T-2	48° 13' 18"	57° 17' 36"
T-3	48° 13' 18"	57° 14' 47"
T-4	48° 14' 54"	57° 15' 11"
T-5	48° 15' 00"	57° 17' 00"
T-6	48° 15' 24"	57° 16' 18"
T-7	48° 17' 36"	57° 18' 42"
T-8	48° 18' 48"	57° 22' 12"
T-9	48° 19' 12"	57° 23' 42"
T-10	48° 20' 00"	57° 23' 30"
T-11	48° 20' 12"	57° 24' 42"
T-12	48° 22' 06"	57° 24' 48"
T-13	48° 22' 36"	57° 25' 24"
T-14	48° 22' 42"	57° 26' 54"
T-15	48° 23' 24"	57° 28' 30"
T-16	48° 24' 36"	57° 28' 18"
T-17	48° 25' 06"	57° 31' 24"
T-18	48° 24' 30"	57° 33' 24"
T-19	48° 23' 24"	57° 33' 42"
T-20	48° 22' 06"	57° 32' 48"
T-21	48° 21' 00"	57° 31' 36"
T-22	48° 18' 36"	57° 30' 06"
T-23	48° 16' 18"	57° 27' 00"
T-24	48° 16' 00"	57° 25' 24"
T-25	48° 16' 36"	57° 25' 06"
T-26	48° 16' 24"	57° 24' 30"
T-27	48° 16' 00"	57° 24' 36"
T-28	48° 13' 27"	57° 21' 54"
T-29	48° 13' 48"	57° 20' 48"

Таблица 25.2 - Географические координаты угловых точек запрашиваемого Горного отвода южной части месторождения Жанажол (2022г).

№ № точек	Координаты угловых точек	
	Северной широты	Восточной долготы
1	48° 12' 01"	57° 14' 36"
2	48° 13' 18"	57° 14' 47"
3	48° 13' 18"	57° 17' 36"
4	48° 12' 00"	57° 18' 12"
5	48° 13' 48"	57° 20' 48"
6	48° 13' 27"	57° 21' 54"
7	48° 13' 36"	57° 22' 58"
8	48° 12' 01"	57° 22' 53"
9	48° 11' 60"	57° 21' 0"
10	48° 11' 60"	57° 16' 0"
Координаты центра участка		
	48° 12' 43,7328"	57° 19' 26,742"

Приложение № 5 к Лицензии
серии МГ № 248 (нефть)

Актюбинская область
месторождение Жанажол
Масштаб 1 : 200 000

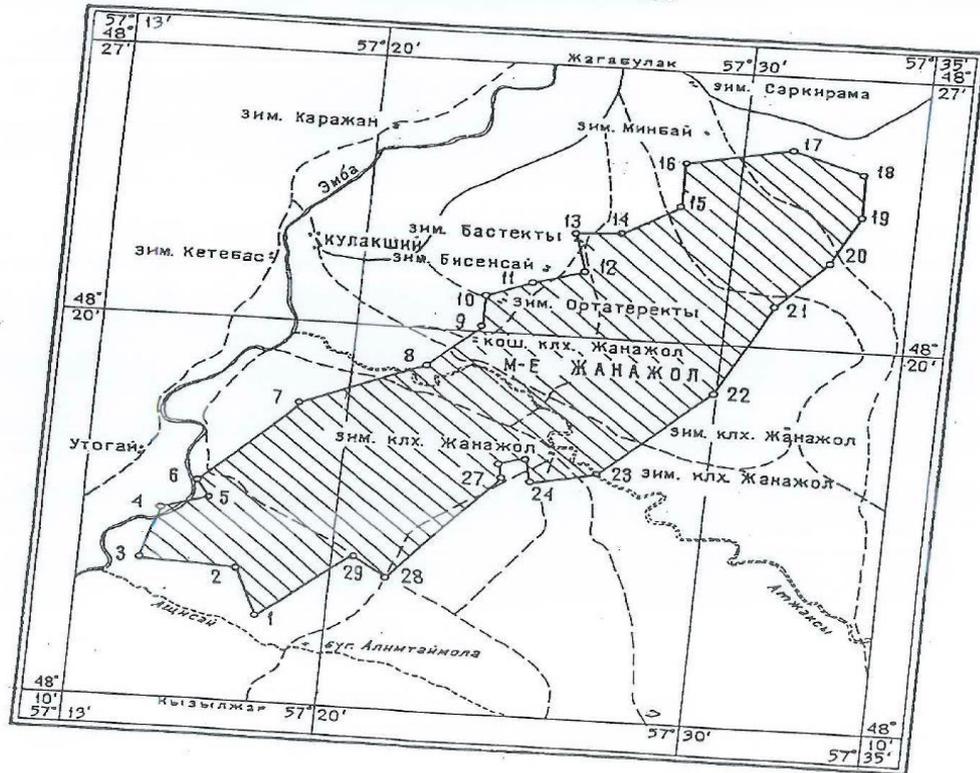


Рис. 25.1 – Горный отвод Жанажол

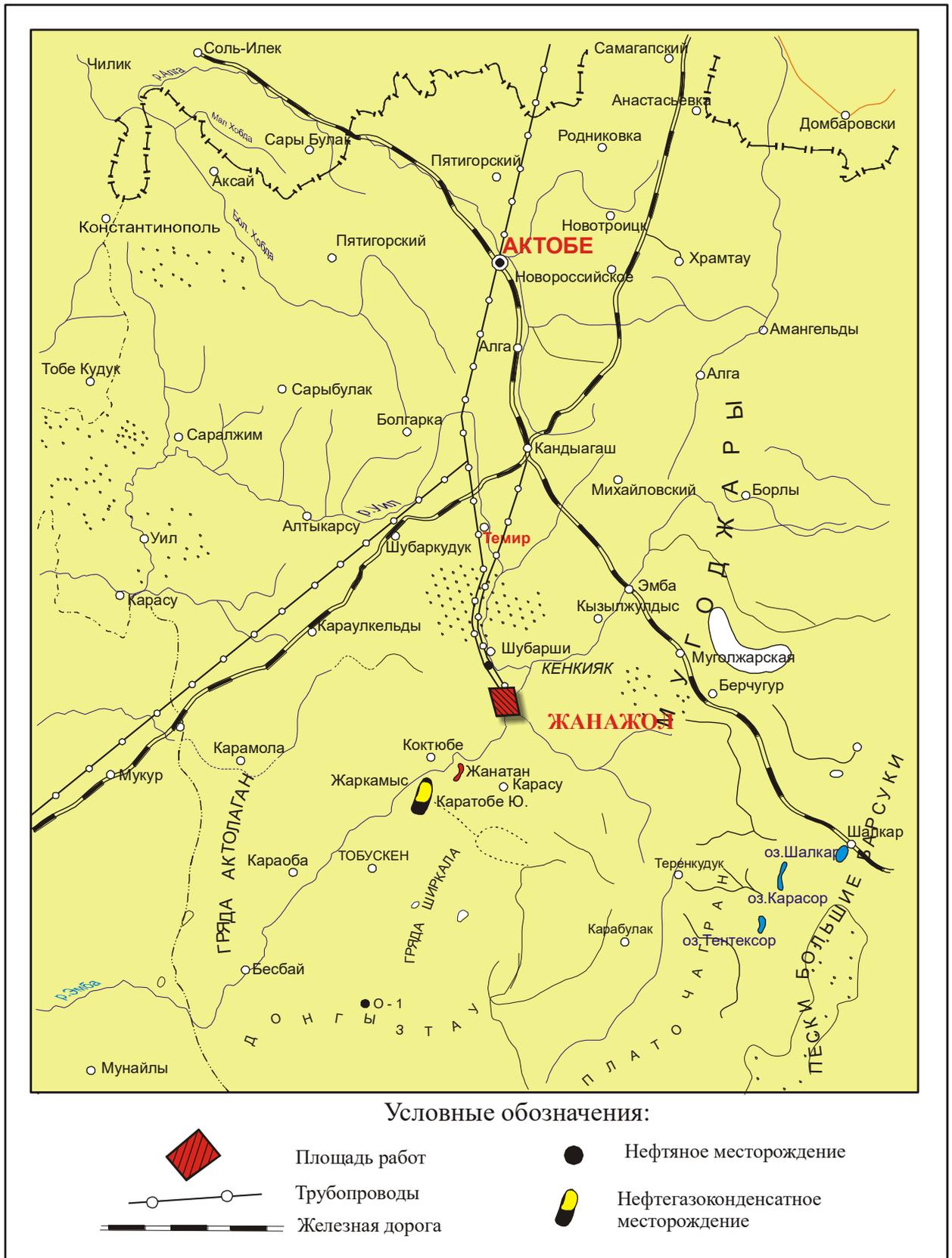


Рис. 25.2 - Обзорная карта района работ



Рис. 25.3. –Расстояние горного отвода контрактной территории от ближайших водоемов

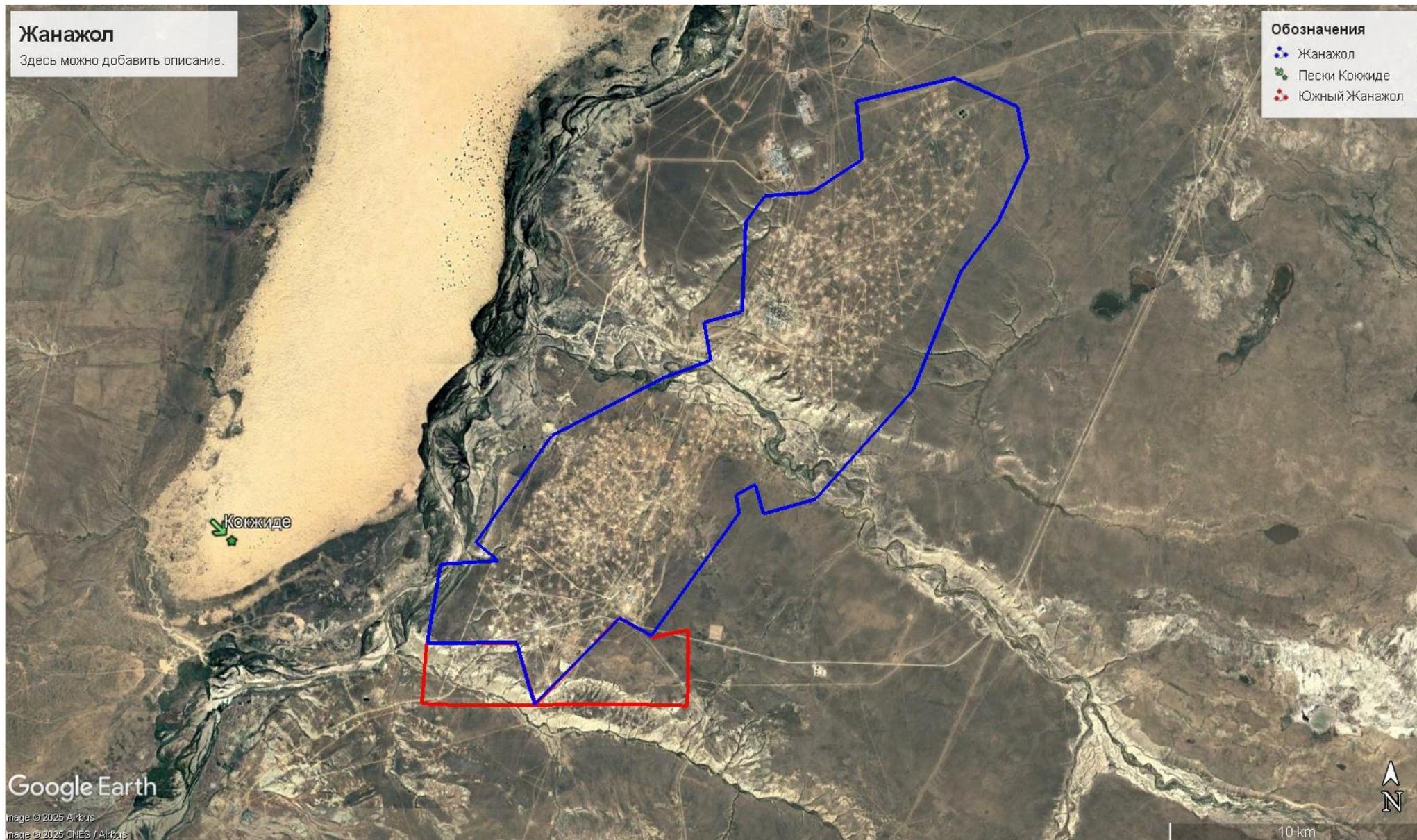


Рис. 25.4. –Расстояние от проектируемого объекта относительно подземных вод Кокжиде

Краткое описание намечаемой деятельности

Намечаемой деятельностью является реализация проектных решений согласно базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Жанажол».

Ниже приведены описания вариантов разработки по месторождению Жанажол:

Вариант 1 является базовым. Данный вариант предусматривает разработку объекта существующим фондом скважин без дополнительного бурения.

Вариант 2 предусматривает сохранение концепции рекомендуемого варианта действующего проектного документа (ПР-2019г). В целом, по данному варианту предусматривается ввод из бурения 44 проектных скважин из которых 14 нагнетательных, проведение дострела в 173 скважинах, из которых 4 будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг. Вариантом запланировано бурение скважин дублеров. Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Всего запланировано бурение 33 скважин-дублёров. Также с целью усиления ППД предусматривается перевод под закачку воды 29 добывающих скважин. Также предусматривается перевод 19 скважин в газодобывающие скважины, из них 3 скважины (№ 167, 653, 5162) будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение проектных скважин в общем количестве – 60 ед. в период с 2025-2035гг. (45 ед. – проектные добывающие скважины, 15 ед. – проектные нагнетательные скважины). Также по данному варианту планируется бурение бокового ствола по 62 скважинам, проведение дострела по 173 скважинам. С целью усиления существующей системы ППД 35 добывающих скважин переводятся под нагнетание воды. Планируется перевести нефтедобывающую скважину под добычу газа в количестве 45 ед. Также предусмотрен перевод под закачку газа – 15 ед.

Ниже приведены описания вариантов разработки по участку Южный Жанажол:

Вариант 1 предусматривает бурение 7 вертикальных добывающих скважин.

Вариант 2 предусматривает бурение 7 проектных добывающих скважин, в том числе 4 вертикальные и 3 горизонтальные.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение 12 проектных скважин: в том числе 7 добывающих (из них 4 вертикальные и 3 горизонтальные) и 5 нагнетательных скважин. Ввод новых проектных скважин предусмотрен с середины года. Также предусматривается ввод из консервации 4 ранее пробуренных добывающих скважин в 2026 году: ЮЖ-1 в марте, ЮЖ-2 и ЮЖ-4 в апреле, ЮЖ-3 в мае. Проектные скважины предусмотрены на I объект разработки (пачка А).

Согласно технологическим показателям проекта разработки среднегодовой дебит нефти составит:

По Жанажолу:

Добыча нефти

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча нефти составит: в 2025 г – 950,2 тыс.т, в 2026 г – 918,5 тыс.т, в 2027 г – 913,9 тыс.т, в 2028 г – 894,4 тыс.т, в 2029 г – 867,2 тыс.т, в 2030 г – 836,5 тыс.т, в 2031 г – 808,7 тыс.т, в 2032 г – 778,8 тыс.т, в 2033 г – 740,5 тыс.т, в 2034 г – 695,1 тыс.т.»

Добыча жидкости

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча жидкости составит: в 2025 г – 1771,1 тыс.т, в 2026 г – 1774,1 тыс.т, в 2027 г – 1860,0 тыс.т, в 2028 г – 1920,3 тыс.т, в 2029 г – 1941,1 тыс.т, в 2030 г – 1909,6 тыс.т, в 2031 г – 1889,9 тыс.т, в 2032 г – 1879,2 тыс.т, в 2033 г – 1874,2 тыс.т, в 2034 г – 1910,6 тыс.т.»

Добыча растворённого газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча растворённого газа ожидается: в 2025 г – 992,76 млн.м³, в 2026 г – 1021,80 млн.м³, в 2027 г – 1077,41 млн.м³,

в 2028 г – 1121,17 млн.м³, в 2029 г – 1148,17 млн.м³, в 2030 г – 1144,38 млн.м³, в 2031 г – 1114,31 млн.м³, в 2032 г – 1071,92 млн.м³, в 2033 г – 988,31 млн.м³, в 2034 г – 902,49 млн.м³.»

Добыча свободного газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча свободного газа составит: в 2025 г – 1648,06 млн.м³, в 2026 г – 1520,97 млн.м³, в 2027 г – 1505,13 млн.м³, в 2028 г – 1458,16 млн.м³, в 2029 г – 1422,75 млн.м³, в 2030 г – 1494,46 млн.м³, в 2031 г – 1435,11 млн.м³, в 2032 г – 1368,16 млн.м³, в 2033 г – 1295,05 млн.м³, в 2034 г – 1226,82 млн.м³.»

Добыча конденсата

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча конденсата составит: в 2025 г – 148,95 тыс.т, в 2026 г – 134,07 тыс.т, в 2027 г – 132,91 тыс.т, в 2028 г – 137,45 тыс.т, в 2029 г – 135,27 тыс.т, в 2030 г – 153,38 тыс.т, в 2031 г – 151,79 тыс.т, в 2032 г – 148,56 тыс.т, в 2033 г – 144,98 тыс.т, в 2034 г – 141,84 тыс.т.»

Закачка газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки объёмы закачки газа составят: в 2025 г – 0 млн.м³, в 2026 г – 0 млн.м³, в 2027 г – 0 млн.м³, в 2028 г – 0 млн.м³, в 2029 г – 0 млн.м³, в 2030 г – 38,70 млн.м³, в 2031 г – 100,50 млн.м³, в 2032 г – 162,10 млн.м³, в 2033 г – 188,60 млн.м³, в 2034 г – 188,10 млн.м³.»

Закачка воды

«Согласно технологическим показателям проекта разработки закачка воды составит: в 2025 г – 6858,11 тыс.м³, в 2026 г – 6736,09 тыс.м³, в 2027 г – 6716,48 тыс.м³, в 2028 г – 6693,81 тыс.м³, в 2029 г – 6603,50 тыс.м³, в 2030 г – 6405,47 тыс.м³, в 2031 г – 6243,99 тыс.м³, в 2032 г – 6056,66 тыс.м³, в 2033 г – 5882,51 тыс.м³, в 2034 г – 5813,29 тыс.м³.»

По Жанажолу Южному:

Добыча нефти

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча нефти составит: в 2025 г – 0,0 тыс.т, в 2026 г – 10,6 тыс.т, в 2027 г – 15,2 тыс.т, в 2028 г – 25,6 тыс.т, в 2029 г – 45,7 тыс.т, в 2030 г – 50,1 тыс.т, в 2031 г – 50,1 тыс.т, в 2032 г – 50,1 тыс.т, в 2033 г – 50,1 тыс.т, в 2034 г – 49,7 тыс.т.»

Добыча жидкости

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча жидкости ожидается: в 2025 г – 0,0 тыс.т, в 2026 г – 15,4 тыс.т, в 2027 г – 22,5 тыс.т, в 2028 г – 38,5 тыс.т, в 2029 г – 69,9 тыс.т, в 2030 г – 77,7 тыс.т, в 2031 г – 78,8 тыс.т, в 2032 г – 79,9 тыс.т, в 2033 г – 80,9 тыс.т, в 2034 г – 81,2 тыс.т.»

Добыча растворённого газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча растворённого газа составит: в 2025 г – 0,0 млн.м³, в 2026 г – 6,1 млн.м³, в 2027 г – 13,0 млн.м³, в 2028 г – 24,3 млн.м³, в 2029 г – 39,3 млн.м³, в 2030 г – 49,4 млн.м³, в 2031 г – 57,0 млн.м³, в 2032 г – 59,3 млн.м³, в 2033 г – 59,2 млн.м³, в 2034 г – 59,0 млн.м³.»

Добыча свободного газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча свободного газа составит: в 2025 г – 0,0 млн.м³, в 2026 г – 0,0 млн.м³, в 2027 г – 0,0 млн.м³, в 2028 г – 0,0 млн.м³, в 2029 г – 0,0 млн.м³, в 2030 г – 0,0 млн.м³, в 2031 г – 0,0 млн.м³, в 2032 г – 0,0 млн.м³, в 2033 г – 0,0 млн.м³, в 2034 г – 0,0 млн.м³.»

Добыча конденсата

«Согласно технологическим показателям проекта разработки добыча конденсата составит: в 2025–2034 гг – 0,0 тыс.т.»

Закачка воды

«Согласно технологическим показателям проекта разработки закачка воды составит: в 2025 г – 0,0 тыс.м³, в 2026 г – 16,4 тыс.м³, в 2027 г – 43,2 тыс.м³, в 2028 г – 72,1 тыс.м³, в

2029 г – 86,3 тыс.м³, в 2030 г – 105,9 тыс.м³, в 2031 г – 136,9 тыс.м³, в 2032 г – 152,7 тыс.м³, в 2033 г – 155,6 тыс.м³, в 2034 г – 156,9 тыс.м³.»

Закачка газа

«Согласно технологическим показателям проекта разработки закачка газа в 2025–2034 гг отсутствует (0,0 млн.м³).»

Также планируется провести доразведку месторождений. Как упоминалось выше, установлены запасы категории С₂ в пределах контрактной территории Жанажол в пачке Дн на Южном куполе структуры, где геологические/извлекаемые запасы нефти составили 6135/1319 тыс.т. На контрактной территории участка Южный Жанажол залежи с запасами категории С₂, вскрыты оценочной скважиной ЮЖ-4 в пачках Б, Гв, Гн, Дв и Дн, геологические/извлекаемые запасы нефти оценены в 1565/326 тыс.т.

В связи с вышеизложенным, предлагается осуществление комплекса мероприятий, направленных на дополнительную разведку указанных перспективных участков залежей.

В таблице 11.1 приведены нефтенасыщенные пласты-коллекторы, рекомендуемые для проведения перфорации в целях доизучения.

Стоит отметить, на дату отчета скважины в пределах контрактной территории Жанажол, согласно таблице 4,1, числятся в действующем фонде в эксплуатационных объектах II, VII, VIII. Текущий дебит данных скважин в среднем составляет 4,3 т/сут. В связи с этим, мероприятия по доразведке запасов по категории С₂ пачки Дн рекомендуется выполнить по завершению их текущей разработки в рамках целевых горизонтов/объектов. Кроме этого, для доразведки залежи категории С₂ предлагается рассмотреть возможность перевода нагнетательной скважины №4089 под добычу нефти.

Таблица 25.3 – Нефтенасыщенные пласты-коллекторы в ранее пробуренных скважинах для доизучения.

№скв	Пачка	Блок	Категория	Интервал коллекторов, м		Толщина нефтенасыщенного коллектора, м	Коэффициенты, д.ед.	
				от	до			
участок Южный Жанажол								
ЮЖ-4	Гв	1 (Юг)	С2	3565.9	3567.3	1.4	0.06	0.59
				3568.4	3569.3	0.9	0.06	0.68
				3584.1	3586.8	2.7	0.06	б/о
ЮЖ-4	Гн	1 (Юг)	С2	3656	3657.3	1.3	0.06	0.77
				3657.9	3659	1.1	0.06	0.81
				3678	3681.1	3.1	0.05	0.62
ЮЖ-4	Дв	1 (Юг)	С2	3703.6	3704.5	0.9	0.05	0.77
				3709.1	3711.6	2.5	0.06	0.74
				3712.8	3713.8	1	0.04	0.68
				3717.5	3720.3	2.8	0.06	0.70
				3721.5	3723.9	2.4	0.05	0.67
				3732.2	3737.5	5.3	0.06	0.69
				3766.3	3767.3	1	0.05	0.70
ЮЖ-4	Дн	1 (Юг)	С2	3771.3	3773.6	2.3	0.05	0.71
				3779.1	3781.6	2.5	0.05	0.72
				3784.2	3787.6	3.4	0.05	0.52
контрактная территория Жанажол								
5151	Дн	1 (Юг)	С2	3789.7	3791.2	1.5	0.05	0.59
				3817.3	3820.6	3.3	0.05	0.56
				3822.5	3825.3	2.8	0.05	0.68
5197	Дн	1 (Юг)	С2	3829.6	3831.8	2.2	0.06	0.65
				3773.8	3774.5	0.7	0.06	0.84
				3777.2	3779.6	2.4	0.06	0.77
				3779.6	3785.1	5.5	0.07	0.52
4062	Дн	1 (Юг)	С2	3811	3819.2	8.2	0.09	0.68
				3816.7	3820.7	4	0.06	б/о
				3822.2	3823.2	1	0.04	б/о
4094	Дн	1 (Юг)	С2	3761.0	3761.8	0.8	0.04	б/о
				3765.4	3766.2	0.8	0.05	0.59
				3766.5	3768.3	1.8	0.05	0.65
				3770.4	3773.3	2.9	0.06	0.72
				3776.7	3779.4	2.7	0.06	0.70
				3790.5	3793.5	3.0	0.05	0.66
				3801.0	3804.2	3.2	0.09	0.75
				3814.5	3815.8	1.3	0.05	0.86

№скв	Пачка	Блок	Категория	Интервал коллекторов, м		Толщина нефтенасыщенного коллектора, м	Коэффициенты, д.ед.	
				от	до			
4088	Дн	1 (Юг)	С2	3794.1	3795.7	1.6	0.05	0.63
				3799.2	3802.2	3.0	0.05	0.55
				3813.0	3820.0	6.9	0.06	0.70
				3820.2	3824.6	4.4	0.06	0.88
4089	Дн	1 (Юг)	С2	3818.8	3821.3	2.5	0.06	0.71
				3823.4	3826.6	3.1	0.05	0.51
				3828.4	3829.9	1.5	0.05	0.47
Г-64	Дн	1 (Юг)	С2	3716.4	3720.3	3.9	0.07	0.81
				3720.9	3730.0	9.1	0.08	0.78
				3732.1	3737.2	5.1	0.08	0.85
				3737.6	3742.1	4.5	0.08	0.84
				3742.7	3750.2	7.5	0.09	0.86
				3750.7	3764.4	13.7	0.08	0.83
				3785.5	3792.5	7.0	0.06	0.59

Таблица 25.4 – Текущее состояние скважин, предлагаемых для перевода в целях доразведки категории С2

Скважины	Текущие дебиты, т/сут	Объект	Пачка	Фонд	Тип эксплуатации	Тип скважины
5154	6.8	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
5197	5	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4062	8.8	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
64	2	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4094	1	II	Бюг	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4088	3	VI+VIII	Гн+Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая
4089	0	VIII	Дв	Действующий	Водонагнетательная	Водонагнетательная
5151	3.3	VIII	Дв	Действующий	КГЛ	Нефтедобывающая

Исходя из вышеизложенной информации мероприятия по доразведке (испытание) планируется провести по 8 (восемь) скважинам, по завершению их текущей разработки в рамках целевых горизонтов

Информация по конструкции скважин.

Таблица 25.5 – Конструкция вертикальных скважин (добывающие и нагнетательные идентичны по глубине)

Долото, мм	Диаметры колонн, мм	Глубина спуска, м	Высота подъёма цементного раствора, м
Ø 660	Направление Ø508	0-30	До устья
Ø444,5	Кондуктор Ø339,7	850-950	До устья
Ø311,1	Техническая колонна Ø244,5	2200-2400	На 200 м выше башмака кондуктора
Ø215,9	Эксплуатационная колонна Ø168,3	КТ-I: 2700–2900 КТ-II: 3700–3900	До глубины 1200 м

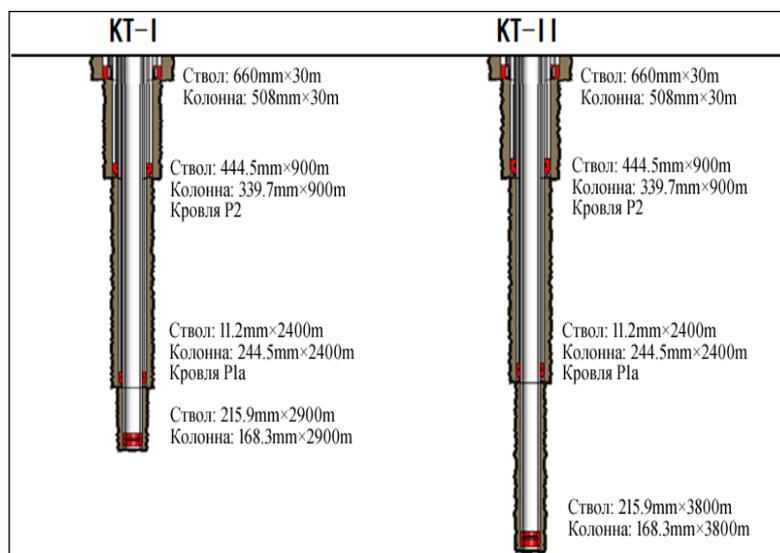


Таблица 25.6 – Конструкция горизонтальных скважин

Долото, мм	Диаметры колонн, мм	Глубина спуска, м	Высота подъёма цементного раствора, м
Ø 660	Направление Ø508	0-30	До устья
Ø444,5	Кондуктор Ø339,7	850-950	До устья
Ø311,1	Техническая колонна Ø244,5	2200-2400	На 200 м выше башмака кондуктора
Ø215,9	Эксплуатационная колонна Ø139,7	КТ-I: 3900–4150 КТ-II: 4700–4900	До глубины 1200 м

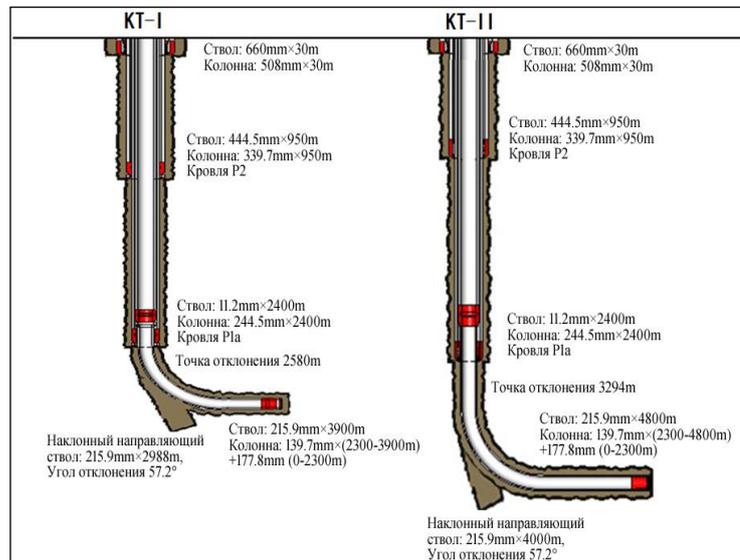


Таблица 25.7 – Конструкция скважин для резки бокового ствола

Долото, мм	Диаметры колонн, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора, м
Ø 660	Направление Ø508	0-30	До устья
Ø444,5	Кондуктор Ø339,7	900	До устья
Ø311,1	Техническая колонна Ø244,5	2400	На 200 м выше башмака кондуктора
Ø215,9	Эксплуатационная колонна Ø168,3	3800	До глубины 1200 м

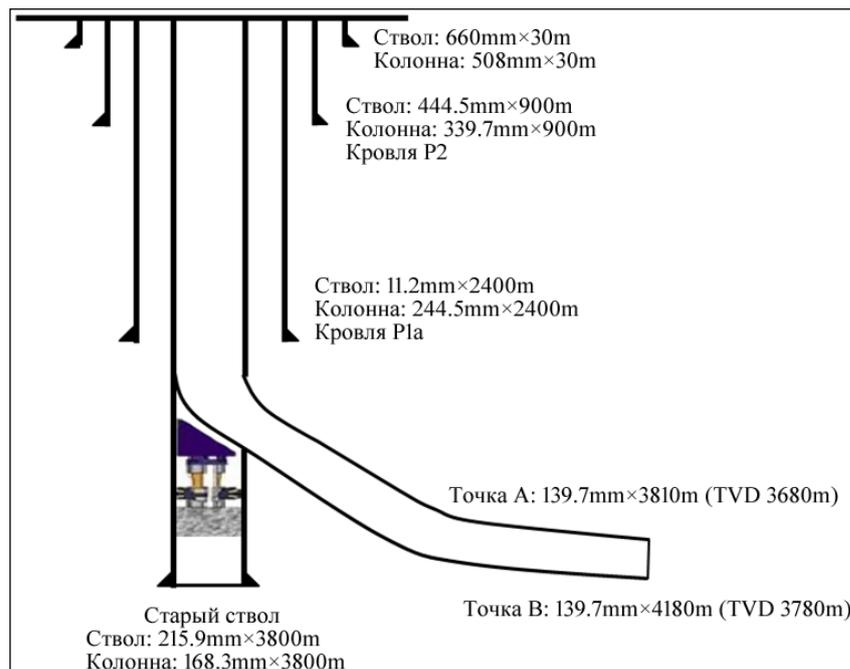


Таблица 25.8 - Характеристика основного фонда скважин мр Жанажол(рекомендуемый 3 вариант

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.				Ввод из другого объекта, ед.				Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Перевод под закачку газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Фонд скважин на конец года, ед.			Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых					Всего	добывающих	нагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут			газа, тыс. м³/сут
2025	12	12	7	5	0	0	0	0	0	4	1	0	1128	9	7	2	0	0	684	300	54	0	3.9	7.2	9.2	63.71	0
2026	9	9	7	2	0	0	0	0	0	4	0	0	1137	6	6	0	0	0	685	306	54	0	3.7	7.2	9.3	61.35	0
2027	5	5	4	1	0	0	0	0	0	4	0	0	1142	4	4	0	0	0	685	311	54	0	4.1	8.3	4.8	65.63	0
2028	6	6	3	3	0	0	0	0	0	3	0	0	1148	5	5	0	0	0	683	317	54	0	4.0	8.6	5.0	63.72	0
2029	4	4	3	1	0	0	0	0	0	4	0	0	1152	4	4	0	0	0	682	322	54	0	3.9	8.7	5.1	60.65	0
2030	4	4	4	0	0	0	0	0	0	4	4	5	1156	15	8	7	0	0	678	319	58	5	3.8	8.6	5.2	61.13	23.9
2031	4	4	3	1	0	0	0	0	0	4	0	5	1160	9	4	5	0	0	677	319	58	10	3.6	8.5	5.0	57.89	31.0
2032	4	4	4	0	0	0	0	0	0	8	0	5	1164	16	11	5	0	0	670	322	58	15	3.5	8.6	4.9	57.26	33.4
2033	4	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1168	0	0	0	0	0	673	323	58	15	3.4	8.5	4.5	54.87	38.8
2034	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1172	9	9	0	0	0	668	323	58	15	3.2	8.7	4.1	54.79	38.7
2035	4	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	7	1	0	0	664	323	58	15	3.1	8.8	3.9	53.93	38.7
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	6	5	1	0	0	659	322	58	15	3.1	9.0	3.7	54.01	38.4
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	4	4	0	0	0	655	322	58	15	3.1	9.2	3.5	53.97	37.5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	1	5	1	0	654	317	57	15	3.0	9.2	3.3	54.26	35.6
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	648	316	57	15	2.9	9.2	3.2	53.66	33.1
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	8	1	2	0	640	315	55	15	2.9	9.2	3.1	53.16	32.8
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	10	10	0	0	0	630	315	55	15	2.8	9.1	2.9	51.81	32.3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	25	19	6	0	0	611	309	55	15	2.7	9.3	2.9	51.62	33.1
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	1176	31	28	2	1	0	583	307	64	15	2.8	9.6	2.9	50.97	33.1
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1176	39	35	4	0	0	548	303	79	15	2.8	10.0	2.9	50.81	29.6
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1176	24	17	6	1	0	531	297	93	15	2.8	10.2	2.9	50.78	28.4
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	525	296	93	15	2.7	10.2	2.8	49.94	25.5
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	519	295	93	15	2.6	10.1	2.7	49.11	24.6
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	10	1	0	0	509	294	93	15	2.6	10.2	2.7	48.53	24.2
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	6	3	2	1	0	506	292	92	15	2.5	9.9	2.6	47.61	25.0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	13	11	2	0	0	495	290	92	15	2.5	9.9	2.5	46.91	24.5
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	6	5	0	0	489	285	92	15	2.5	9.8	2.4	46.94	24.1
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	18	17	0	1	0	472	285	91	15	2.5	10.0	2.4	46.32	24.6
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	15	10	4	1	0	462	281	90	15	2.5	10.0	2.4	46.18	23.5
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	16	10	6	0	0	452	275	90	15	2.6	9.9	2.4	46.42	24.4
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	5	2	2	1	0	450	273	89	15	2.5	9.8	2.3	46.08	23.4
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	7	0	0	0	443	273	89	15	2.5	9.8	2.2	45.49	23.7
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	0	0	0	0	0	443	273	89	15	2.5	9.5	2.1	44.69	24.1
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	5	1	1	0	438	272	88	15	2.5	9.2	2.0	44.16	19.9
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	8	5	3	0	0	433	269	88	15	2.5	9.1	1.9	43.97	18.7

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из другого объекта, ед.			Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Перевод под закачку газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Фонд скважин на конец года, ед.			Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих					нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных			нефти, т/сут
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	11	8	2	1	0	176	122	63	15	3.4	21.6	1.6	52.09	4.5
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	4	3	0	0	172	119	63	15	3.4	22.2	1.5	52.13	4.6
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	7	6	1	0	0	166	118	63	15	3.5	23.3	1.5	51.41	4.4
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	5	5	0	0	0	161	118	63	15	3.5	24.2	1.5	50.35	4.1
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1176	1	1	0	0	0	160	118	63	15	3.4	24.4	1.5	49.42	4.1

Таблица 25.9 - Характеристика основного фонда скважин Южного Жаназола (рекомендуемый 3 вариант)

Годы и периоды	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из другого объекта, ед.			Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газ	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Действ. фонд скважин на конец года, ед.					Среднегодовой дебит			Приемистость 1 водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость 1 газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут				
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих				нагнетательных	газовых	Всего	нефтедобывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих		водонагнетательных		газодобывающих				газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. т/сут
																		Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных						
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
2026	2	2	1	1	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	65,43	95,07	37,95	101,17	0,00			
2027	2	2	1	1	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	2	0	2	0	0	0	30,99	45,85	26,56	87,99	0,00			
2028	2	2	1	1	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	31,26	47,03	29,69	87,99	0,00			
2029	2	2	2	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	5	0	3	0	0	0	34,90	53,35	30,03	87,54	0,00			
2030	2	2	1	1	0	0	0	0	0	17	0	0	0	0	0	6	0	4	0	0	0	27,76	43,08	27,40	92,31	0,00			
2031	1	1	0	1	0	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	25,42	39,99	28,92	92,76	0,00			
2032	1	1	1	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	23,49	37,45	27,80	92,95	0,00			
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,79	35,18	25,74	94,73	0,00			
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,61	35,32	25,66	95,54	0,00			
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,53	35,59	25,21	95,88	0,00			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	21,10	35,27	23,94	96,35	0,00			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	20,67	34,93	22,75	95,98	0,00			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	20,26	34,59	21,61	95,76	0,00			

Годы и период	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.				Ввод из другого объекта, ед.				Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Действ. фонд скважин на конец года, ед.						Среднегодовой дебит			Приемистость I водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость I газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых				Всего	нефтедобывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих		водонагнетательных		газодобывающих		газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут			газа, тыс. т/сут
																		Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных						
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	19,86	34,23	20,53	95,48	0,00
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	19,46	33,87	19,50	95,41	0,00
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	19,07	33,50	18,53	94,80	0,00
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	18,69	33,13	17,60	94,48	0,00
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	18,31	32,75	16,72	94,13	0,00
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	17,95	32,37	15,72	94,08	0,00
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	17,59	31,99	14,78	93,57	0,00
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	17,24	31,60	13,89	93,35	0,00
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	16,89	31,21	13,06	93,13	0,00
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	16,55	30,82	12,40	93,16	0,00
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	16,22	30,43	11,78	92,65	0,00
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	15,74	29,74	11,19	92,35	0,00
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	15,26	29,05	10,63	91,98	0,00
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	14,81	28,38	10,10	91,82	0,00
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	14,36	27,72	9,60	91,15	0,00
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	13,93	27,07	9,12	91,02	0,00
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	13,51	26,43	8,66	90,34	0,00
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	13,11	25,80	8,23	90,20	0,00
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	12,71	25,19	7,82	89,59	0,00
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	12,33	24,58	7,43	89,24	0,00
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	11,96	23,99	7,05	88,93	0,00
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	11,60	23,41	6,70	88,85	0,00
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	11,26	22,84	6,37	88,27	0,00
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	10,92	22,29	6,05	88,02	0,00
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	10,59	21,74	5,75	87,81	0,00
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	10,27	21,21	5,46	87,87	0,00
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,97	20,69	5,19	87,46	0,00
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,67	20,18	4,93	87,31	0,00
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,38	19,68	4,68	87,16	0,00
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	9,09	19,19	4,45	87,18	0,00
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,82	18,71	4,22	86,76	0,00
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,56	18,24	4,01	86,34	0,00
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,30	17,79	3,81	85,92	0,00
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	0	8,05	17,34	3,62	85,50	0,00
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	1	1	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	9,11	19,72	4,01	85,08	0,00
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,84	19,22	3,81	84,66	0,00

Годы и период	Ввод всего	Ввод скважин из бурения, ед.				Ввод из другого объекта, ед.				Перевод под закачку воды	Перевод под добычу газа	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.					Действ. фонд скважин на конец года, ед.						Среднегодовой дебит			Приемистость I водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость I газонагнетательной скважины, тыс. м³/сут	
		Всего	добывающих	нагнетательных	газовых	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых				Всего	нефтедобывающих	водонагнетательных	газодобывающих	газонагнетательных	добывающих		водонагнетательных		газодобывающих		газонагнетательных	нефти, т/сут	жидкости, т/сут			газа, тыс. т/сут
																		Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных	Всего	в т.ч. совместных						
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,57	18,74	3,62	84,24	0,00
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,32	18,26	3,44	83,82	0,00
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	6	0	5	0	0	0	0	8,07	17,80	3,27	83,40	0,00
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	1	1	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	9,39	20,82	3,73	82,98	0,00
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	9,11	20,28	3,54	82,56	0,00
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,83	19,77	3,36	82,14	0,00
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,57	19,26	3,20	81,72	0,00
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,31	18,77	3,04	81,30	0,00
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	8,06	18,28	2,88	80,88	0,00
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,82	17,81	2,74	80,46	0,00
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,59	17,35	2,60	80,04	0,00
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,36	16,91	2,47	79,62	0,00
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	7,14	16,47	2,35	79,20	0,00
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,92	16,04	2,23	78,78	0,00
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,72	15,62	2,12	78,36	0,00
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,51	15,22	2,01	77,94	0,00
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,32	14,82	1,91	77,52	0,00
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	6,13	14,44	1,82	77,10	0,00
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,95	14,06	1,73	76,68	0,00
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,77	13,69	1,64	76,26	0,00
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,54	13,20	1,56	75,84	0,00
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,32	12,72	1,48	75,42	0,00
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	5,10	12,26	1,41	75,00	0,00
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	4,90	11,81	1,34	74,58	0,00
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	4,70	11,38	1,27	74,16	0,00
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	4,51	10,97	1,21	73,74	0,00

Таблица 25.10 - Характеристика основных технологических показателей по месторождению Жанажол (рекомендуемый 3 вариант)

Годы и период	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ,%	
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	10,6	0,55	0,03	10,6	0,001	15,4	15,4	31,2	16,4	16,4	43,1	6,1	6,1	0,003	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	580,0	
2027	15,2	0,78	0,04	25,8	0,003	22,5	37,9	32,4	43,2	59,6	49,8	13,0	19,2	0,009	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	857,2	
2028	25,6	1,32	0,07	51,4	0,006	38,5	76,4	33,5	72,1	131,6	49,8	24,3	43,5	0,019	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	950,0	
2029	45,7	2,35	0,12	97,1	0,011	69,9	146,3	34,6	86,3	217,9	43,1	39,3	82,8	0,037	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	860,4	
2030	50,1	2,58	0,14	147,2	0,016	77,7	224,0	35,5	105,9	323,8	39,8	49,4	132,3	0,059	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	986,9	
2031	50,1	2,58	0,14	197,3	0,022	78,8	302,8	36,4	136,9	460,7	39,8	57,0	189,3	0,085	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1137,7	
2032	50,1	2,58	0,14	247,4	0,027	79,9	382,7	37,3	152,7	613,4	40,7	59,3	248,6	0,111	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1183,6	
2033	50,1	2,58	0,15	297,5	0,033	80,9	463,6	38,1	155,6	769,0	41,3	59,2	307,8	0,138	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1181,6	
2034	49,7	2,56	0,15	347,2	0,038	81,2	544,8	38,8	156,9	925,9	41,8	59,0	366,8	0,164	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1187,1	
2035	49,5	2,55	0,15	396,7	0,044	81,8	626,7	39,5	157,5	1083,4	42,3	58,0	424,7	0,190	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1170,9	
2036	48,5	2,50	0,16	445,2	0,049	81,1	707,8	40,2	158,3	1241,7	42,8	55,1	479,8	0,215	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1135,0	
2037	47,5	2,45	0,16	492,7	0,055	80,3	788,1	40,8	157,7	1399,3	43,4	52,3	532,1	0,238	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1100,3	
2038	46,6	2,40	0,16	539,3	0,060	79,5	867,6	41,4	157,3	1556,6	44,0	49,7	581,8	0,261	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1066,6	
2039	45,7	2,35	0,16	585,0	0,065	78,7	946,4	42,0	156,8	1713,4	44,6	47,2	629,0	0,282	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1034,0	
2040	44,7	2,30	0,16	629,7	0,070	77,9	1024,2	42,6	156,7	1870,1	45,3	44,8	673,8	0,302	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1002,3	
2041	43,8	2,26	0,17	673,6	0,075	77,0	1101,3	43,1	155,7	2025,8	46,0	42,6	716,4	0,321	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	971,6	
2042	43,0	2,21	0,17	716,6	0,079	76,2	1177,5	43,6	155,2	2181,0	46,6	40,5	756,9	0,339	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	941,9	
2043	42,1	2,17	0,17	758,7	0,084	75,3	1252,8	44,1	154,6	2335,6	47,3	38,5	795,4	0,356	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	913,1	
2044	41,3	2,12	0,17	799,9	0,088	74,4	1327,2	44,6	154,5	2490,2	48,0	36,1	831,5	0,372	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	875,8	
2045	40,4	2,08	0,18	840,4	0,093	73,6	1400,8	45,0	153,7	2643,8	48,7	34,0	865,5	0,388	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	840,0	
2046	39,6	2,04	0,18	880,0	0,097	72,7	1473,4	45,5	153,3	2797,2	49,4	31,9	897,4	0,402	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	805,8	
2047	38,8	2,00	0,18	918,9	0,102	71,8	1545,2	45,9	153,0	2950,1	50,2	30,0	927,4	0,415	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	772,9	
2048	38,1	1,96	0,18	956,9	0,106	70,9	1616,1	46,3	153,0	3103,1	50,9	28,5	956,0	0,428	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	749,2	
2049	37,3	1,92	0,19	994,2	0,110	70,0	1686,1	46,7	152,2	3255,3	51,7	27,1	983,1	0,440	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	726,3	
2050	36,2	1,86	0,19	1030,4	0,114	68,4	1754,5	47,1	151,7	3407,0	52,4	25,7	1008,8	0,452	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	711,3	
2051	35,1	1,81	0,19	1065,5	0,118	66,8	1821,3	47,5	151,1	3558,1	53,2	24,5	1033,2	0,463	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	696,6	
2052	34,0	1,75	0,19	1099,6	0,122	65,3	1886,5	47,8	150,8	3708,9	54,0	23,2	1056,5	0,473	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	682,3	

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ,%
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2053	33,0	1,70	0,19	1132,6	0,125	63,7	1950,3	48,2	149,7	3858,6	54,7	22,1	1078,5	0,483	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	668,2
2054	32,0	1,65	0,20	1164,6	0,129	62,2	2012,5	48,5	149,5	4008,1	55,5	21,0	1099,5	0,492	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	654,4
2055	31,1	1,60	0,20	1195,7	0,132	60,8	2073,3	48,9	148,4	4156,5	56,3	19,9	1119,4	0,501	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	640,9
2056	30,1	1,55	0,20	1225,9	0,136	59,3	2132,6	49,2	148,2	4304,6	57,1	18,9	1138,3	0,510	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	627,7
2057	29,2	1,50	0,20	1255,1	0,139	57,9	2190,5	49,5	147,2	4451,8	57,8	18,0	1156,3	0,518	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	614,8
2058	28,4	1,46	0,20	1283,5	0,142	56,5	2247,0	49,8	146,6	4598,4	58,6	17,1	1173,4	0,525	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	602,1
2059	27,5	1,42	0,21	1311,0	0,145	55,2	2302,2	50,1	146,1	4744,4	59,4	16,2	1189,6	0,533	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	589,7
2060	26,7	1,37	0,21	1337,6	0,148	53,8	2356,0	50,4	145,9	4890,4	60,2	15,4	1205,0	0,540	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	577,5
2061	25,9	1,33	0,21	1363,5	0,151	52,5	2408,6	50,7	145,0	5035,3	61,0	14,6	1219,7	0,546	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	565,6
2062	25,1	1,29	0,21	1388,6	0,154	51,3	2459,8	51,0	144,6	5179,9	61,8	13,9	1233,6	0,552	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	554,0
2063	24,4	1,25	0,22	1413,0	0,156	50,0	2509,8	51,3	144,2	5324,2	62,6	13,2	1246,8	0,558	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	542,5
2064	23,6	1,22	0,22	1436,6	0,159	48,8	2558,6	51,6	144,3	5468,5	63,5	12,6	1259,3	0,564	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	531,3
2065	22,9	1,18	0,22	1459,5	0,161	47,6	2606,2	51,8	143,7	5612,1	64,3	11,9	1271,3	0,569	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	520,4
2066	22,2	1,14	0,23	1481,8	0,164	46,4	2652,6	52,1	143,4	5755,5	65,1	11,3	1282,6	0,574	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	509,7
2067	21,6	1,11	0,23	1503,3	0,166	45,3	2697,8	52,4	143,2	5898,7	66,0	10,8	1293,4	0,579	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	499,2
2068	20,9	1,08	0,23	1524,2	0,169	44,1	2741,9	52,6	143,2	6041,9	66,8	10,2	1303,6	0,584	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	488,9
2069	20,3	1,04	0,24	1544,5	0,171	43,0	2785,0	52,9	142,5	6184,4	67,6	9,7	1313,3	0,588	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	478,8
2070	19,7	1,01	0,24	1564,2	0,173	42,0	2826,9	53,1	141,8	6326,2	68,5	9,2	1322,5	0,592	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	468,9
2071	19,1	0,98	0,25	1583,3	0,175	40,9	2867,8	53,3	141,1	6467,3	69,3	8,8	1331,3	0,596	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	459,2
2072	18,5	0,95	0,25	1601,8	0,177	39,9	2907,7	53,6	140,4	6607,8	70,2	8,3	1339,6	0,600	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	449,8
2073	18,0	0,92	0,26	1619,8	0,179	38,9	2946,6	53,8	139,7	6747,5	71,0	7,9	1347,5	0,603	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	440,5
2074	17,4	0,90	0,26	1637,2	0,181	37,9	2984,5	54,0	139,1	6886,5	71,9	7,5	1355,0	0,607	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	431,4
2075	16,9	0,87	0,27	1654,1	0,183	36,9	3021,4	54,2	138,4	7024,9	72,7	7,1	1362,2	0,610	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	422,5
2076	16,4	0,84	0,28	1670,5	0,185	36,0	3057,4	54,5	137,7	7162,6	73,6	6,8	1369,0	0,613	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	413,8
2077	15,9	0,82	0,28	1686,4	0,187	35,1	3092,5	54,7	137,0	7299,6	74,4	6,4	1375,4	0,616	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	405,3
2078	15,4	0,79	0,29	1701,8	0,188	34,2	3126,7	54,9	136,3	7435,8	75,3	6,1	1381,5	0,619	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	396,9
2079	15,0	0,77	0,30	1716,7	0,190	33,3	3160,0	55,1	135,6	7571,4	76,1	5,8	1387,3	0,621	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	388,7
2080	14,5	0,75	0,31	1731,3	0,192	32,5	3192,5	55,3	134,9	7706,4	77,0	5,5	1392,9	0,624	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	380,7
2081	14,1	0,72	0,32	1745,3	0,193	31,6	3224,1	55,5	134,2	7840,6	77,8	5,2	1398,1	0,626	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	372,9

Годы и период	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ,%
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2082	13,7	0,70	0,33	1759,0	0,195	30,8	3254,9	55,7	133,5	7974,1	78,7	5,0	1403,1	0,628	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	365,2
2083	13,2	0,68	0,34	1772,2	0,196	30,0	3284,9	55,9	132,8	8106,9	79,5	4,7	1407,8	0,630	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	357,7
2084	12,8	0,66	0,36	1785,1	0,197	29,3	3314,2	56,1	132,2	8239,1	80,4	4,5	1412,3	0,632	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	350,3
2085	12,5	0,64	0,37	1797,5	0,199	28,5	3342,7	56,3	131,5	8370,6	81,2	4,3	1416,6	0,634	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	343,1
2086	12,1	0,62	0,39	1809,6	0,200	27,8	3370,5	56,5	130,8	8501,3	82,0	4,1	1420,7	0,636	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	336,0
2087	11,7	0,60	0,41	1821,4	0,201	27,0	3397,5	56,7	130,1	8631,4	82,9	3,9	1424,5	0,638	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	329,1
2088	11,4	0,59	0,44	1832,7	0,203	26,3	3423,9	56,8	129,4	8760,8	83,7	3,7	1428,2	0,640	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	322,3
2089	11,0	0,57	0,47	1843,8	0,204	25,7	3449,5	57,0	128,7	8889,5	84,6	3,5	1431,7	0,641	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	315,6
2090	10,7	0,55	0,50	1854,5	0,205	25,0	3474,5	57,2	128,0	9017,5	85,4	3,3	1435,0	0,643	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	309,1
2091	10,4	0,53	0,54	1864,8	0,206	24,3	3498,9	57,4	127,3	9144,8	86,2	3,1	1438,1	0,644	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	302,7
2092	10,1	0,52	0,58	1874,9	0,207	23,7	3522,6	57,5	126,6	9271,5	87,1	3,0	1441,1	0,645	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	296,5
2093	9,8	0,50	0,64	1884,7	0,208	23,1	3545,7	57,7	125,9	9397,4	87,9	2,8	1444,0	0,647	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	290,4
2094	9,5	0,49	0,71	1894,1	0,210	22,5	3568,2	57,9	125,3	9522,6	88,8	2,7	1446,6	0,648	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	284,4
2095	9,1	0,47	0,80	1903,2	0,211	21,7	3589,8	58,0	124,6	9647,2	89,6	2,6	1449,2	0,649	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	281,4
2096	8,7	0,45	0,92	1912,0	0,212	20,9	3610,7	58,2	123,9	9771,1	90,4	2,4	1451,6	0,650	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	278,5
2097	8,4	0,43	1,08	1920,4	0,212	20,1	3630,9	58,4	123,2	9894,3	91,3	2,3	1453,9	0,651	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	275,6
2098	8,0	0,41	1,32	1928,4	0,213	19,4	3650,3	58,5	122,5	10016,7	92,1	2,2	1456,1	0,652	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	272,7
2099	7,7	0,40	1,73	1936,1	0,214	18,7	3669,0	58,7	121,8	10138,5	92,9	2,1	1458,2	0,653	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	269,9
2100	7,4	0,38	2,56	1943,5	0,215	18,0	3687,0	58,8	121,1	10259,7	93,8	2,0	1460,2	0,654	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	267,1

Таблица 25.11 - Характеристика основных технологических показателей Южного Жаназола (рекомендуемый 3 вариант)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.		Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная			
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	10,6	0,46	0,02	10,6	0,01	15,4	15,4	31,2	16,4	16,4	43,1	6,1	6,1	0,002	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	580,0
2027	15,2	0,66	0,03	25,8	0,02	22,5	37,9	32,4	43,2	59,6	49,8	13,0	19,2	0,007	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	857,2
2028	25,6	1,11	0,05	51,4	0,05	38,5	76,4	33,5	72,1	131,6	49,8	24,3	43,5	0,016	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	950,0
2029	45,7	1,99	0,09	97,1	0,09	69,9	146,3	34,6	86,3	217,9	43,1	39,3	82,8	0,031	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	860,4
2030	50,1	2,18	0,10	147,2	0,14	77,7	224,0	35,5	105,9	323,8	39,8	49,4	132,3	0,050	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	986,9
2031	50,1	2,18	0,10	197,3	0,18	78,8	302,8	36,4	136,9	460,7	39,8	57,0	189,3	0,072	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1137,7
2032	50,1	2,18	0,10	247,4	0,23	79,9	382,7	37,3	152,7	613,4	40,7	59,3	248,6	0,094	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1183,6
2033	50,1	2,18	0,10	297,5	0,28	80,9	463,6	38,1	155,6	769,0	41,3	59,2	307,8	0,117	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1181,6
2034	49,7	2,16	0,11	347,2	0,32	81,2	544,8	38,8	156,9	925,9	41,8	59,0	366,8	0,139	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1187,1
2035	49,5	2,15	0,11	396,7	0,37	81,8	626,7	39,5	157,5	1083,4	42,3	58,0	424,7	0,161	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1170,9
2036	49,1	2,13	0,11	445,8	0,42	82,1	708,8	40,2	158,3	1241,7	42,7	56,8	481,5	0,182	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1156,9
2037	48,6	2,11	0,11	494,4	0,46	82,1	790,9	40,8	157,7	1399,3	43,1	55,7	537,2	0,203	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1145,6
2038	48,1	2,09	0,11	542,5	0,51	82,1	873,0	41,4	157,3	1556,6	43,5	54,6	591,8	0,224	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1134,5
2039	47,6	2,07	0,11	590,1	0,55	82,1	955,1	42,0	156,8	1713,4	43,8	53,5	645,2	0,244	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1123,6
2040	47,1	2,05	0,12	637,2	0,60	82,0	1037,1	42,6	156,7	1870,1	44,1	52,4	697,7	0,264	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1112,9
2041	46,6	2,03	0,12	683,8	0,64	81,9	1118,9	43,1	155,7	2025,8	44,5	50,3	748,0	0,283	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1079,8
2042	46,2	2,01	0,12	730,0	0,68	81,9	1200,8	43,6	155,2	2181,0	44,9	48,3	796,3	0,302	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	1045,6

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2043	45,7	1,99	0,12	775,7	0,072	81,7	1282,6	44,1	154,6	2335,6	45,2	46,4	842,7	0,319	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	1014,8
2044	45,3	1,97	0,13	821,0	0,077	81,7	1364,3	44,6	154,5	2490,2	45,6	44,5	887,2	0,336	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	982,8
2045	44,8	1,95	0,13	865,8	0,081	81,5	1445,8	45,0	153,7	2643,8	46,1	42,7	929,9	0,352	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	954,0
2046	44,4	1,93	0,13	910,2	0,085	81,4	1527,2	45,5	153,3	2797,2	46,5	41,0	971,0	0,368	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	924,1
2047	43,9	1,91	0,13	954,1	0,089	81,1	1608,3	45,9	153,0	2950,1	46,9	39,4	1010,3	0,383	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	897,2
2048	43,5	1,89	0,14	997,6	0,093	81,0	1689,3	46,3	153,0	3103,1	47,4	37,8	1048,2	0,397	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	869,3
2049	43,0	1,87	0,14	1040,6	0,097	80,7	1769,9	46,7	152,2	3255,3	47,8	36,3	1084,5	0,411	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	844,2
2050	42,6	1,85	0,14	1083,2	0,101	80,5	1850,4	47,1	151,7	3407,0	48,2	34,8	1119,3	0,424	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	818,0
2051	42,0	1,83	0,14	1125,2	0,105	79,9	1930,4	47,5	151,1	3558,1	48,7	33,5	1152,8	0,436	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	796,5
2052	41,3	1,79	0,15	1166,5	0,109	79,2	2009,5	47,8	150,8	3708,9	49,2	32,1	1184,9	0,449	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	777,6
2053	40,7	1,77	0,15	1207,2	0,113	78,5	2088,1	48,2	149,7	3858,6	49,6	30,8	1215,7	0,460	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	757,5
2054	40,1	1,74	0,15	1247,3	0,117	77,9	2166,0	48,5	149,5	4008,1	50,1	29,6	1245,3	0,472	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	738,1
2055	39,5	1,72	0,16	1286,8	0,120	77,2	2243,2	48,9	148,4	4156,5	50,5	28,4	1273,7	0,482	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	719,4
2056	38,9	1,69	0,16	1325,7	0,124	76,6	2319,8	49,2	148,2	4304,6	51,0	27,3	1301,0	0,493	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	701,2
2057	38,3	1,66	0,16	1364,0	0,127	75,9	2395,7	49,5	147,2	4451,8	51,5	26,2	1327,2	0,503	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	683,7
2058	37,8	1,64	0,17	1401,8	0,131	75,3	2471,0	49,8	146,6	4598,4	52,0	25,1	1352,3	0,512	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	665,1
2059	37,2	1,62	0,17	1439,0	0,134	74,6	2545,6	50,1	146,1	4744,4	52,4	24,1	1376,5	0,521	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	648,8
2060	36,6	1,59	0,18	1475,6	0,138	73,8	2619,4	50,4	145,9	4890,4	52,9	23,2	1399,6	0,530	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	633,0

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2061	36,1	1,57	0,18	1511,7	0,141	73,3	2692,7	50,7	145,0	503,5,3	53,4	22,2	142,1,9	0,538	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	616,1
2062	35,5	1,54	0,19	1547,2	0,145	72,5	2765,2	51,0	144,6	517,9,9	53,9	21,4	144,3,2	0,546	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	601,5
2063	35,0	1,52	0,19	1582,2	0,148	71,9	2837,0	51,3	144,2	532,4,2	54,3	20,5	146,3,7	0,554	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	585,7
2064	34,5	1,50	0,20	1616,7	0,151	71,2	2908,2	51,6	144,3	546,8,5	54,8	19,7	148,3,4	0,562	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	570,4
2065	34,0	1,48	0,21	1650,7	0,154	70,6	2978,8	51,8	143,7	561,2,1	55,3	18,9	150,2,3	0,569	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	555,6
2066	33,5	1,46	0,21	1684,2	0,157	69,9	3048,8	52,1	143,4	575,5,5	55,8	17,9	152,0,2	0,576	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	535,7
2067	33,0	1,43	0,22	1717,2	0,160	69,3	3118,0	52,4	143,2	589,8,7	56,3	17,0	153,7,3	0,582	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	516,6
2068	32,5	1,41	0,23	1749,7	0,163	68,6	3186,6	52,6	143,2	604,1,9	56,8	16,2	155,3,5	0,588	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	498,4
2069	31,8	1,38	0,24	1781,5	0,166	67,4	3254,0	52,9	142,5	618,4,4	57,3	15,4	156,8,9	0,594	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	483,9
2070	31,2	1,36	0,25	1812,7	0,169	66,5	3320,6	53,1	141,8	632,6,2	57,9	14,6	158,3,5	0,600	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	468,5
2071	30,6	1,33	0,26	1843,3	0,172	65,6	3386,1	53,3	141,1	646,7,3	58,4	13,9	159,7,4	0,605	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	453,8
2072	29,9	1,30	0,27	1873,2	0,175	64,4	3450,5	53,6	140,4	660,7,8	58,9	13,2	161,0,6	0,610	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	441,2
2073	29,3	1,27	0,28	1902,5	0,178	63,4	3514,0	53,8	139,7	674,7,5	59,4	12,4	162,3,0	0,615	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	423,2
2074	28,8	1,25	0,29	1931,3	0,180	62,6	3576,6	54,0	139,1	688,6,5	60,0	11,7	163,4,6	0,619	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	404,7
2075	28,2	1,23	0,31	1959,5	0,183	61,6	3638,2	54,2	138,4	702,4,9	60,5	11,0	164,5,6	0,623	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	388,6
2076	27,6	1,20	0,32	1987,1	0,186	60,6	3698,8	54,5	137,7	716,2,6	61,0	10,3	165,5,9	0,627	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	373,2
2077	27,1	1,18	0,35	2014,2	0,188	59,8	3758,6	54,7	137,0	729,9,6	61,6	9,3	166,5,2	0,631	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	342,1
2078	26,5	1,15	0,37	2040,7	0,191	58,7	3817,4	54,9	136,3	743,5,8	62,1	8,3	167,3,5	0,634	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	314,8

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИ Н, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		КИ газа (растворенного), доли ед.	Добыча свободного газа, млн.м ³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.	Закачка газа, млн.м ³		ГФ, %
		начальных	текущих						годовая, тыс. м ³	накопленная, тыс.м ³		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2079	26,0	1,13	0,39	2066,7	0,193	57,9	3875,3	55,1	135,6	7571,4	62,7	7,5	1681,0	0,637	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	288,8
2080	25,2	1,10	0,42	2091,9	0,195	56,4	3931,7	55,3	134,9	7706,4	63,3	6,8	1687,8	0,639	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	268,0
2081	24,5	1,06	0,46	2116,4	0,198	55,0	3986,7	55,5	134,2	7840,6	63,9	6,1	1693,8	0,641	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	248,6
2082	23,7	1,03	0,49	2140,1	0,200	53,6	4040,3	55,7	133,5	7974,1	64,5	5,5	1699,3	0,643	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	230,7
2083	23,0	1,00	0,54	2163,1	0,202	52,2	4092,5	55,9	132,8	8106,9	65,1	4,9	1704,2	0,645	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	214,0
2084	22,3	0,97	0,61	2185,5	0,204	50,9	4143,3	56,1	132,2	8239,1	65,7	4,4	1708,7	0,647	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	198,6
2085	21,7	0,94	0,69	2207,1	0,206	49,5	4192,9	56,3	131,5	8370,6	66,3	4,0	1712,7	0,648	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	184,3
2086	21,0	0,91	0,79	2228,1	0,208	48,3	4241,1	56,5	130,8	8501,3	66,9	3,6	1716,3	0,650	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	171,0
2087	20,4	0,89	0,95	2248,5	0,210	47,0	4288,1	56,7	130,1	8631,4	67,5	3,2	1719,5	0,651	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	158,6
2088	19,8	0,86	1,19	2268,3	0,212	45,8	4333,9	56,8	129,4	8760,8	68,1	2,9	1722,4	0,652	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	147,2
2089	19,2	0,83	1,61	2287,4	0,214	44,6	4378,5	57,0	128,7	8889,5	68,8	2,6	1725,0	0,653	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	136,6
2090	18,6	0,81	2,51	2306,0	0,215	43,4	4422,0	57,2	128,0	9017,5	69,4	2,4	1727,4	0,654	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	126,7

Краткое описание существенных изменений деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности.

Загрязняющими ингредиентами при проведении намечаемых работ могут быть следующие компоненты: железо оксиды, марганец, углеводороды, оксид углерода, сажа, оксид азота, диоксид азота, метан и другие.

Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик.

Таблица 25.12 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1(одной) скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,5029561955	32,848267925	821,206698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,892146667	5,27176	87,8626667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,37888889	2,252	45,04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,792579999	5,16068	103,2136
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000009772	0,0000068404	0,00085505
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,609538889	28,5749	9,5249667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000008291	0,000049588	49,588
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094366667	0,54056	54,056
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,26970245	13,5144361596	13,5144362
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,35095	1,93358	19,3358
	В С Е Г О :						14,8911478	90,09624051	1203,34302
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 25.13 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 72 (семидесяти двух) скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	#####	#####	59126,88226
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	64,23456002	379,56672	6326,112002
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	27,28000008	162,144	3242,88
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	57,06575993	371,56896	7431,3792
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000703584	0,0004925088	0,0615636
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	331,8868	2057,3928	685,7976024
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000596952	0,003570336	3570,336
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	6,794400024	38,92032	3892,032
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	163,4185764	#####	973,0394064
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	25,2684	139,21776	1392,1776
	В С Е Г О :						1072,16264	6486,929317	86640,6977
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 25.14 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при резке бокового ствола 1(одной скважины)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,5029561955	32,848267925	821,206698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,892146667	5,27176	87,8626667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,37888889	2,252	45,04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,792579999	5,16068	103,2136
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000009772	0,0000068404	0,00085505
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,609538889	28,5749	9,5249667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000008291	0,000049588	49,588
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094366667	0,54056	54,056
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,26970245	13,5144361596	13,5144362
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,35095	1,93358	19,3358
	В С Е Г О :						14,8911478	90,09624051	1203,34302
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 25.15 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при резке бокового ствола 62 (шестидесяти двух) скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	341,1832841210	2036,592611350	50914,81528
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	55,31309335	326,84912	5447,485335
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	23,49111118	139,624	2792,48
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	49,13995994	319,96216	6399,2432
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000605864	0,0004241048	0,0530131
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	285,7914111	1771,6438	590,5479354
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000514042	0,003074456	3074,456
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	5,850733354	33,51472	3351,472
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	140,7215519	837,8950418952	837,8950444
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	21,7589	119,88196	1198,8196
	В С Е Г О :						923,2511649	5585,966912	74607,2674
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.16 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при доразведке (испытании) 1(одной) скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,253839999	4,99024384	124,756096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,503749001	0,810914624	13,5152437
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,799588889	2,4492832	48,985664
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	5,90032458743	33,0467839927	660,93568
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00562129068	0,0318958618	3,98698272
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10,052555556	24,959272	8,31975733
0402	Бутан (99)		200			4	0,00088	0,01279425	0,00006397
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,000275	0,0039984	0,00015994
0410	Метан (727*)				50		0,12645	1,3346108	0,02669222
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		2,124	0,10216	0,0020432
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,7856	0,0378	0,00126
0526	Этен (Этилен) (669)		3			3	0,004145	0,060282	0,020094
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,010264	0,0004936	0,004936
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,003224	0,0001552	0,000776
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,006452	0,0003104	0,00051733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000014343	0,000003703	3,703
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,134555555	0,03337	3,337
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,240424444	0,813534	0,813534
	В С Е Г О :						33,95196367	68,68790587	868,4095

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ
 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 25.17 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при доразведке (испытании) 8(восьми) скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	74,03072	39,921951	998,04877
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	12,029992	6,487317	108,12195
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	6,3967111	19,594266	391,88531
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	47,202597	264,37427	5287,4854
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0449703	0,2551669	31,895862
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	80,420444	199,67418	66,558059
0402	Бутан (99)		200			4	0,00704	0,102354	0,0005118
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,0022	0,0319872	0,0012795
0410	Метан (727*)				50		1,0116	10,676886	0,2135378
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		16,992	0,81728	0,0163456
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		6,2848	0,3024	0,01008
0526	Этен (Этилен) (669)		3			3	0,03316	0,482256	0,160752
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,082112	0,0039488	0,039488
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,025792	0,0012416	0,006208
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,051616	0,0024832	0,0041386
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0001147	2,962E-05	29,624
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	1,0764444	0,26696	26,696
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	25,923396	6,508272	6,508272
	В С Е Г О :						271,6157	549,5032	6947,276

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ
 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 25.18 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации на 1 скважин ЭРА v3.0

Таблица 3.1.

ПЕРЕЧЕНЬ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ РАБОТЫ ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,0000543	0,00001954	0,0004885
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,00000961	0,00000346	0,00346
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,518933334	0,38912	9,728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,246826666	0,063232	1,05386667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,098888888	0,02432	0,4864
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,237333334	0,0608	1,216
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0000332416	0,0000575848	0,0071981
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,226222222	0,31616	0,10538667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,000002222	0,0000008	0,00016
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00005105	0,00263094	0,0131547
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0000172222	0,000558	0,00093
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000002374	0,000000669	0,669
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,00000333333	0,000108	0,00108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,023733334	0,00608	0,608
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,00000722222	0,000234	0,00066857
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00002167	0,000073	0,00146

2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,00000811667	0,00013906	0,00013906
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,59793545884	0,2948454152	0,29484542
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	2,0002	10,776858	107,76858
В С Е Г О :							5,950283599	11,9352405	121,958818
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 25.19 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации на 4 скважин ЭРА v3.0

Таблица 3.1.

ПЕРЕЧЕНЬ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ РАБОТЫ ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,000217	7,82E-05	0,0004885
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	3,84E-05	1,38E-05	0,00346
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,075733	1,55648	9,728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,987307	0,252928	1,05386667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,395556	0,09728	0,4864
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,949333	0,2432	1,216

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000133	0,00023	0,0071981
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,904889	1,26464	0,10538667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	8,89E-06	3,2E-06	0,00016
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,000204	0,010524	0,0131547
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	6,89E-05	0,002232	0,00093
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	9,5E-06	2,68E-06	0,669
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	1,33E-05	0,000432	0,00108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094933	0,02432	0,608
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	2,89E-05	0,000936	0,00066857
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		8,67E-05	0,000292	0,00146
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		3,25E-05	0,000556	0,00013906
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,391742	1,179382	0,29484542
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	8,0008	43,10743	107,76858
В С Е Г О :							23,80113	47,74096	121,958818

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

В рамках намечаемой деятельности, превышения пороговых значений, установленных правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, не планируется.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления

Таблица 25.20 Классификация отходов и объем образования

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При строительстве 1 (одной) скважины, т/год	При резке бокового ствола у 62 (шестьдесят двух) скважин, т/год	При строительстве 72 (семидесяти двух) скважины, т/год
1	Буровой шлам	01 05 05*	Опасные отходы	770,3	47758,6	55461,6
2	Отработанный буровой раствор	01 05 05*	Опасные отходы	210,91	13076,42	15185,52
3	Отработанные масла	13 02 06*	Опасные отходы	6,68	414,16	480,96
4	Промасленная ветошь	15 02 02*	Опасные отходы	0,127	7,874	9,144
5	ТБО	20 01 08	Неопасные отходы	0,75	46,5	54
6	Мешкотара	15 01 01	Неопасные отходы	0,15	9,3	10,8
7	Пластмассовые бочки	15 01 02	Неопасные отходы	0,35	21,7	25,2
Итого:				989,267	61334,55	71227,22

Таблица 25.21 Лимиты накопления отходов

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, при строительстве 1 (одной) скважины, т/год	Лимит накопления, при резке бокового ствола у 62 (шестьдесят двух) скважин, т/год	Лимит накопления, при строительстве 72 (семидесяти двух) скважины, т/год
1	2	3		
Всего	-	989,267	61334,55	71227,22
в т. ч. отходов производства	-	988,517	61288,05	71173,22
отходов потребления	-	0,75	46,5	54
Опасные отходы				
Буровой шлам	-	770,3	47758,6	55461,6
Отработанный буровой раствор	-	210,91	13076,42	15185,52
Отработанные масла	-	6,68	414,16	480,96
Промасленная ветошь	-	0,127	7,874	9,144
Не опасные отходы				
ТБО	-	0,75	46,5	54
Мешкотара	-	0,15	9,3	10,8
Пластмассовые бочки	-	0,35	21,7	25,2
Зеркальные отходы				
-	-	-		

Таблица 25.22 Классификация отходов и объем образования

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При испытании 1 объекта скважины, т/год	При испытании 8 (восьми) скважин, т/год
1	Коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	Неопасные отходы	0,22	1,76
2	Промасленная ветошь	15 02 02*	Опасные отходы	0,127	1,016
Итого:				0,347	1,78816

Таблица 25.23– лимиты накопления отходо во при испытании

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления При испытании 1 объекта скважины , тонн/год	Лимит накопления При испытании 8 (восьми) скважины , тонн/год
1	2	3	
Всего	-	0,347	1,78816
в т. ч. отходов производства	-	0,127	1,016
отходов потребления	-	0,22	1,76
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	-	0,127	1,016
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы (ТБО)	-	0,22	1,76
Зеркальные отходы			
-	-	-	

Таблица 25.24 Классификация отходов и объем образования

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При испытании 1 объекта скважины, т/год	При испытании 8 (восьми) скважин, т/год
1	Твердые бытовые отходы	20 03 01	Неопасные отходы	3,9945	15,978
2	Буровой шлам (БШ)	01 05 05*	Опасные отходы	192,0064	768,0256
3	Отработанный буровой раствор (ОБР)	01 05 05*	Опасные отходы	173,7265	694,906
4	Отработанные масла	13 02 06*	Опасные отходы	11,93	47,72
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	Опасные отходы	0,127	0,508
6	Мешкотара	15 01 01	Неопасные отходы	0,15	0,6
7	Пластмассовые бочки	15 01 02	Неопасные отходы	0,35	1,4
Итого:				382,2844	1529,138

Таблица 25.25- Нормативы размещения отходов производства и потребления при расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления на 1 скв., тонн/год	Лимит накопления на 4 скв., тонн/год
1	2	3	4
Всего	-	382,2844	1529,138
в т. ч. отходов производства	-	38,2899	153,1596
отходов потребления	-	3,9945	15,978
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	192,0064	768,0256
ОБР	-	173,7265	694,906
Отработанные масла	-	11,93	47,72
Промасленная ветошь	-	0,127	0,508
Не опасные отходы			
ТБО	-	3,9945	15,978
Мешкотара	-	0,15	0,6
Пластмассовые бочки	-	0,35	1,4
Зеркальные отходы			

Превышения пороговых значений, установленных правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, не планируется.

Информации о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения;

При проведении проектных работ требования при проведении операций по недропользованию были предусмотрены согласно статьи 397 Экологического Кодекса РК направленные на охрану окружающей среды. Также были учтены требования согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса.

Охрана атмосферного воздуха:

1) проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;

2) выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;

2. Охрана водных объектов:

1) проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод.

3. Охрана от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:

Мероприятия в рамках работ не предусмотрены.

4. Охрана земель:

1) рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

5. Охрана недр:

1) внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию;

6. Охрана животного и растительного мира:

1) озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

2) Предусмотреть озеленение санитарно-защитной зоны не менее указанного процента площади для соответствующего класса опасности, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки, при невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

7. Обращение с отходами:

1) проведение мероприятий по ликвидации бесхозных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами;

8. Радиационная, биологическая и химическая безопасность:

1) проведение радиоэкологических обследований территорий с целью выявления радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды;

9. Внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий:

Мероприятия в рамках работ не предусмотрены

10. Научно-исследовательские, изыскательские и другие разработки:

1) проведение экологических исследований для определения фонового состояния окружающей среды, выявление возможного негативного воздействия промышленной деятельности на экосистемы и разработка программ и планов мероприятий по снижению загрязнения окружающей среды;

Мероприятия по снижению экологического риска

Оценка риска аварии необходима постоянно, так как ее возникновение зависит не только от проектных параметров, но и от текущей ситуации, сочетание управленческих решений, параметров процесса, состояния оборудования и степени подготовленности персонала, внешних условий. Предупреждение аварии возможно при постоянном контроле за процессом и прогнозировании риска.

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время проведения строительстве на участке играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;

осуществление мер по гидроизоляции грунта под буровым оборудованием;

химические реагенты и запасы буровых растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения – на бетонных площадках на специальных складах;

отделение твердой фазы и шлама из бурового раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их; регенерация бурового раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод в бурении;

бурение эксплуатационных скважин буровыми установками на электроприводе; сокращение валового выброса продукции скважин за счет;

проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с типовым проектом;

обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

При соблюдении предусмотренных проектных решений при эксплуатации участка, а также при условии выполнения всех предложенных данным проектом природоохранных мероприятий отрицательное влияние на компоненты окружающей среды при реализации намечаемой деятельности исключается.

Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280

26. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
3. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
4. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.).
5. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 10.06.2025 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 16.06.2025 г.);
7. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.06.2025 г.).
8. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
9. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.03.2025 г.)
10. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.).

11. Распоряжение Премьер-Министра Республики Казахстан от 17 мая 2005 года № 127-р «О мерах по реализации Закона Республики Казахстан «О внесении дополнений в Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»

12. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 13.10.2024 г.).

13. Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);

14. Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;

15. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (с изменениями по состоянию на 05.05.2025 г.)

16. СП РК 1.02-108-2014 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

17. «Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», утвержденную МООС РК приказом N270-о от 29.10.2010 г.

18. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Приложение №18 к приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 (приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө).

19. Технические характеристики применяемого оборудования.

20. Методического указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п.

21. «Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996 г.

22. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)». РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005.

23. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004». Астана, 2005 г.

24. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004». Астана, 2005.

25. «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014 №221-п».

26. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

27. Классификатор отходов от 6 августа 2021 года № 314.

28. Приказ и.о.Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».

29. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 8 апреля 2009 года № 68-п «Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду».

30. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».

31. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения.

32. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

33. ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

34. ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

ПРИЛОЖЕНИЕ -1 ЛИЦЕНЗИИ

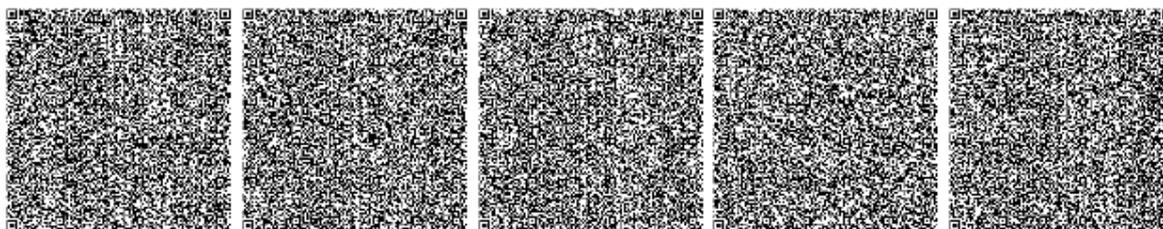


МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 жылы

01695P

Берілді	<u>"Timal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</u> Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Бостандық ауданы, АЛЬ-ФАРАБИ, № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А" үй., 188., БСН: 080440002381 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-16-бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті, Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2002 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗКР от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

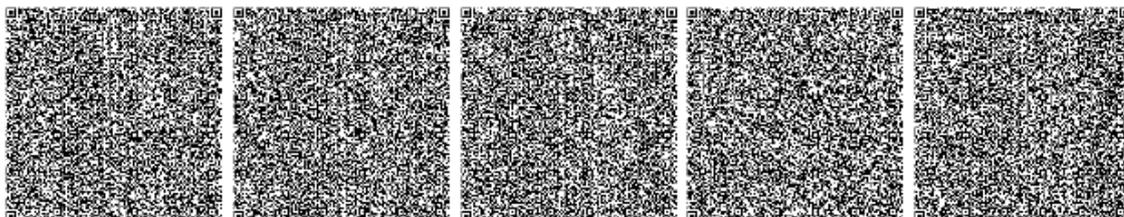


ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 года

01695P

Выдана	<u>Товарищество с ограниченной ответственностью "Timal Consulting Group"</u> Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, АЛЬ-Ф АРАБИ, дом № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А", 188., БИН: 080440002381 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
на занятие	<u>Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды</u> (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	<u>генеральная</u>
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	<u>Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.</u> (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	<u>г.Астана</u>



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2002 жылғы 7 қазандағы Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең. Дубликат құжаттың пайдаланылуы 1-тармақ 7-бабының 1-тармағының 1-тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең.



20015303



ЛИЦЕНЗИЯ

15.10.2020 жылы

02497P

Қоршаған орғаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтерді көрсету айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАҚЫМ ЖАНОВИЧ

ЖСН: 930819300125 берілді

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту**Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып**

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

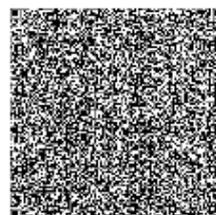
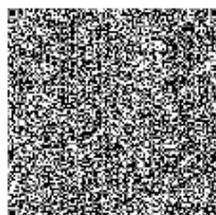
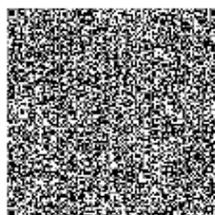
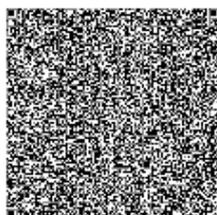
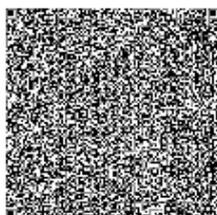
Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) Умаров Ермек Касымгалиевич

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні**Лицензияның
қолданылу кезеңі****Берілген жер****Нұр-Сұлтан қ.**



ЛИЦЕНЗИЯ

10.11.2020 года

02497P

Выдана

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМ ЖАНОВИЧ

ИИН: 930819300125

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Умаров Ермек Касымгалиевич

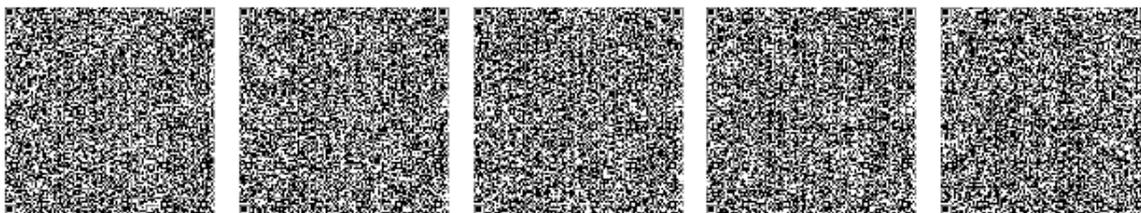
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан



**ПРИЛОЖЕНИЕ -2 СПРАВКА ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ С РГП
«КАЗГИДРОМЕТ»**

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
«Қазгидромет» шаруашылық жүргізу
құқығындағы Республикалық мемлекеттік
кәсіпорнының Ақтөбе облысы
бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Филиал Республиканского государственного
предприятия на праве хозяйственного
ведения «Казгидромет» по Актюбинской
области

030003, Ақтөбе қаласы, Авиагородок, 14 «В»
tel./факс: 8(7132)22-83-58, 22-54-28

исх № 21-01-18/76 от «05» 02 2025г.

Директору ТОО
«Timal Consulting Group»
А. Х. Абытову

С П Р А В К А

На Ваш запрос № 49 от 31.01.2025 года, предоставляем метеорологические сведения о средней, максимальной, минимальной температуре воздуха, влажности воздуха, количестве осадков, средняя и максимальная скорость ветра, атмосферное давление за 2024 год по данным Айтекебийского, Алгинский, Байганинского, Кобдинского, Мартукского, Мугалжарского, Темирского, Уилского, Хромтауского, Шалкарского районов Актюбинской области.

Приложение: на 5 листе

Директор филиала



А. Саймова

Исп: Бакытжан К.
Тел: 228570

По данным МС Мугоджарская по Мугалжарскому району

2024 (месяц)	Сред. темп-а воздуха (С°)	Макс. темп-а воздуха (С°)	Мин. темп-а воздуха (С°)	Влажность воздуха (%)	Атмосферное давление (гПа)	Осадки (мм)	Средняя скорость ветра (м/с)	Максимальная скорость ветра (м/с)
Январь	-10,8	-16	-26,5	69	989,5	31,6	5,3	20
Февраль	-9,6	2,2	-27,9	69	994,2	29	5,9	24
Март	-3	9,3	-14,8	73	986,9	28,8	4,0	18
Апрель	13,6	27,4	14	58	989,8	11,6	3,9	12
Май	13,9	29,8	22	57	985,3	15,5	4,2	20
Июнь	23,6	38,4	9,7	49	980,8	113,7	4,3	16
Июль	22,7	34,1	11,1	48	977,2	37,1	3,9	17
Август	21,4	36,4	11,1	48	981,2	10,2	3,3	16
Сентябрь	15,5	26	5	48	994,9	0	4,4	18
Октябрь	7,1	24,4	-6,4	64	991,0	41,5	4,8	20
Ноябрь	-0,8	10,9	-8,1	72	992,1	18,6	5,0	24
Декабрь	-6,7	0,4	-14,5	75	995,9	10,9	4,0	18
За год	7,2	38,4	-27,9	61	988	348,5	4,4	24