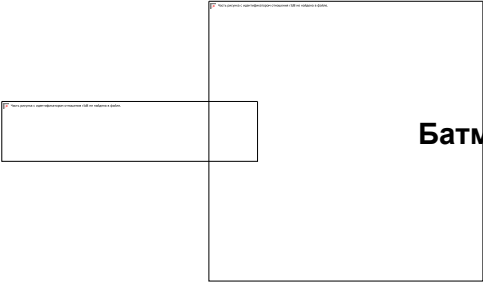


ТОО «БУЗАЧИ-НЕФТЬ»
ТОО «KJS Project & Consulting»

«Модернизация м/р Каратурун Морской №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» (без сметной документации)»

Раздел «Охрана окружающей среды»

Директор
ТОО «KJS Project & Consulting»

 Батманов А.К.

г. Актау, 2025

СОДЕРЖАНИЕ:

| | |
|---|-----|
| 1. ВВЕДЕНИЕ..... | 5 |
| 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ..... | 7 |
| 2.1 Климатические условия | 7 |
| 2.2 Геоморфологические условия..... | 8 |
| 2.3 Орогидрографическая характеристика | 8 |
| 2.4 Почва, растительность и животный мир | 8 |
| 2.5 Инженерно-геологические условия строительства | 9 |
| 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА | 13 |
| 3.1 Природно-климатическая характеристика района | 13 |
| 3.2 Опасные гидрометеорологические характеристики | 17 |
| 3.3 Характеристика современного состояния воздушной среды | 19 |
| 4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ..... | 21 |
| 4.1 Основные технологические решения..... | 21 |
| 4.2 Технологические решения | 24 |
| 4.3 Генеральный план..... | 35 |
| 4.4 Объемно-планировочные решения | 37 |
| 4.5 Архитектурно-строительные решения..... | 38 |
| 4.6 Электроснабжение | 45 |
| 4.7 Специальные защитные мероприятия..... | 50 |
| 5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА | 51 |
| 5.1 Характеристика климатических условий, необходимых для оценки воздействий намечаемой деятельности | 51 |
| 5.2 Характеристика современного состояния воздушной среды | 51 |
| 3.2. Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей | 53 |
| 5.3 Источники выбросов вредных веществ в атмосферу от запроектированного оборудования..... | 55 |
| 5.4. Обоснование данных о выбросах вредных веществ | 59 |
| 5.5. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу | 67 |
| 5.6. Обоснование размера санитарно-защитной зоны..... | 67 |
| 5.7. Предложение по установлению предельно допустимых выбросов (ПДВ)..... | 68 |
| 5.8. Организация контроля за выбросами ВХВ. | 74 |
| 5.9. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу..... | 82 |
| 5.10. Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий. | 82 |
| 5.11. Внедрение малоотходных и безотходных технологий. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу | 83 |
| 5.12. Оценка воздействия на атмосферный воздух | 84 |
| 6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД | 86 |
| 6.1 Характеристика источников воздействия на подземные воды..... | 86 |
| 6.2 Действующая система водопотребления и водоотведения | 86 |
| 6.3 Водопотребление и водоотведение | 87 |
| 6.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию подземных вод | 89 |
| 6.4 Оценка воздействия на подземные воды | 89 |
| 7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР | 91 |
| 7.1. Основные факторы, влияющие на почвенно-растительный покров при эксплуатации объекта | 91 |
| 7.2 Мероприятия по охране почвенного покрова | 91 |
| 7.3 Управление отходами..... | 92 |
| 7.4 Расчет норм образования отходов при строительстве | 93 |
| 7.5 Расчет норм образования отходов при эксплуатации | 95 |
| 7.6 Лимиты размещения отходов | 95 |
| 7.7. Программа управления отходами на предприятии | 97 |
| 7.8 Рекомендации по управлению отходами и по вспомогательным операциям, технологии по выполнению указанных операций..... | 100 |
| 7.9 Производственный контроль при обращении с отходами | 104 |
| 7.10 Мероприятия по снижению объемов образования отходов и снижению воздействия на окружающую среду. | 105 |
| 7.11 Охрана флоры и фауны..... | 105 |
| 7.11.1 Мероприятия по снижению негативного воздействия на растительный покров | 106 |
| 7.11.2 Мероприятия по снижению негативного воздействия на животный мир..... | 106 |

| | |
|--|-----|
| 7.11.3 Оценка воздействий на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения | 107 |
| 7.12 Охрана недр | 108 |
| 8. ПРОТИВОЭПИДЕМИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ | 110 |
| 9. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ | 111 |
| 10. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 113 |
| 11. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ | 114 |
| 12 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА | 121 |
| 13 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ | 124 |
| 14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 125 |
| 15. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 126 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 1 | 127 |
| Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС. | 127 |
| 1. Расчеты выбросов в атмосферу | 127 |
| 16.1 Расчет выбросов ЗВ при строительстве | 128 |
| 16.2 Расчет выбросов ЗВ при эксплуатации | 142 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| | |
|--|-----|
| Таблица 1 - Приток солнечной радиации (прямой + рассеянной) по месяцам для различных широт (МДж/м ²) | 13 |
| Таблица 2- Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере | 15 |
| Таблица 3 - Наибольшее и среднее число дней с туманами | 17 |
| Таблица 4 - Состав пластового флюида (пластовой нефти), дегазированной нефти и газа | 22 |
| Таблица 5 - Физико-химические характеристики пластовой нефти | 23 |
| Таблица 6 - Физико-химические характеристики газа после сепарации нефти | 23 |
| Таблица 7 - Технические характеристики проектируемых печей подогрева нефти П-1/2 | 27 |
| Таблица 8 - Технические характеристики проектируемой буферной емкости БЕ-1/2 | 27 |
| Таблица 9 - Технические характеристики насосов Н-1/2 | 28 |
| Таблица 10 - Технические характеристики ГС-1 | 29 |
| Таблица 11 - Технические характеристики ДЕ-1 | 29 |
| Таблица 12 - Технические характеристики НД-1 (НВЕ-50/50) | 30 |
| Таблица 13 - Технические характеристики Ф-1 | 31 |
| Таблица 14 - Технические характеристики рампы баллонов с пропаном | 31 |
| Таблица 15- Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере | 54 |
| Таблица 16 - Перечень загрязняющих веществ, выделяемых в атмосферный воздух на период СМР | 56 |
| Таблица 17 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период эксплуатации | 58 |
| Таблица 18 - Параметры выбросов загрязняющих веществ на период строительства | 60 |
| Таблица 19 - Параметры выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации | 63 |
| Таблица 20 – Нормативы выбросов загрязняющих веществ на период строительства | 69 |
| Таблица 21 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации | 72 |
| Таблица 22 - План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов в период строительства | 75 |
| Таблица 23 - План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов в период эксплуатации | 78 |
| Таблица 24 - Расчет расхода воды на период работ | 88 |
| Таблица 25 - Количество воды для гидроиспытаний трубопроводов | 88 |
| Таблица 26 - Качественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации | 95 |
| Таблица 27 – Лимиты накопления отходов, установленные при строительстве | 96 |
| Таблица 28 – Лимиты накопления отходов, установленные при эксплуатации | 97 |
| Таблица 29 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий | 114 |
| Таблица 30 - Интегральная оценка воздействия на природную среду при реализации проекта | 120 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| | |
|---|----|
| Рисунок 1 - Обзорная карта расположения месторождения | 12 |
|---|----|

| | |
|---|--|
| Рисунок 2 - Среднегодовая роза ветров, %..... | 16 |
| Рисунок 4 - Распределение значений потенциала загрязнения атмосферы для территории РК..... | 20 |
| Рисунок 5 - Распределение значений потенциала загрязнения атмосферы для территории РК..... | 53 |
| Рисунок 6 - Среднегодовая роза ветров | 55 |
| Рисунок 7 - Карта-схема расположения источников выбросов ЗВ при строительстве и эксплуатации объектов обустройства на месторождении. | Ошибка! Закладка не определена. |

1. ВВЕДЕНИЕ

Рабочий проект «Модернизация м/р Каратурун Морской №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» (без сметной документации) разработан на основании:

- договора заключенного между ТОО «Бузачи Нефть» и ТОО «KJS Project & Consulting»;
- задания на проектирование, подготовленное Заказчиком;

Исходными данными для проектирования являются:

- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненный ТОО «KJS Project & Consulting»;
- Материалы топографических изысканий, выполнены ТОО «KJS Project & Consulting»

Генпроектировщиком является ТОО «KJS Project & Consulting».

Вид строительства – модернизация существующих объектов.

Сроки строительства: начало строительства запланировано на 2026 г., срок строительства – 7 месяцев. Срок начала строительства будет уточняться контрактными условиями с подрядной организацией.

Под экологической оценкой понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

Целью экологической оценки является подготовка материалов, необходимых для принятия отвечающих цели и задачам экологического законодательства Республики Казахстан решений о реализации намечаемой деятельности или разрабатываемого документа.

Экологическая оценка по ее видам организуется и проводится в соответствии с Экологическим кодексом РК и инструкцией, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды (далее - инструкция по организации и проведению экологической оценки).

Экологическая оценка в зависимости от предмета оценки проводится в виде:

- 1) стратегической экологической оценки;
- 2) оценки воздействия на окружающую среду;
- 3) оценки трансграничных воздействий;
- 4) экологической оценки по упрощенному порядку.

Стратегическая экологическая оценка и (или) оценка воздействия на окружающую среду включают в себя проведение оценки трансграничных воздействий на окружающую среду в случаях, предусмотренных Экологическим Кодексом РК.

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, в том числе при разработке раздела «Охрана окружающей среды» (далее –РООС) в составе проектной документации по намечаемой деятельности.

Настоящий раздел «Охраны окружающей среды» выполнен для рабочего проекта «Модернизация м/р Каратурун Морской №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» (без сметной документации)».

Согласно статье 12 Экологического кодекса РК, отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II или III категорий

осуществляется на основании приложения 2 к ЭК РК. Виды деятельности, не указанные в приложении 2 к ЭК РК или не соответствующие изложенным в нем критериям, относятся к объектам IV категории.

Проектируемые объекты относятся к видам намечаемой деятельности, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I категории (Раздел 1, п/п 1.3 разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов).

Раздел разработан в соответствии с нормативно-правовыми и инструктивно-методическими документами, регламентирующими выполнение работ по оценке воздействия на окружающую среду, действующими на территории Республики Казахстан. Базовыми из них являются следующие:

- Экологический Кодекс РК от 02 января 2021 года №400-VI ЗРК[1];
- «Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду», приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 13 июля 2021 года №246 [2];
- «Инструкция по организации и проведению экологической оценки, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021 г. №280 [3];
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года [4].

Раздел ООС выполнен ТОО «KJS Project & Consulting» (Государственная лицензия на природоохранное проектирование №01590Р от 15.08.2013 г.).

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

ТОО «Бузачи Нефть» проводит разведку и добычу нефти и газа на месторождениях Каратурун Морской и Каратурун Восточный, а также разведку на прилегающих к месторождениям территориях.

Месторождение Каратурун Западный расположено на севере полуострова Бузачи, в 30 км к восток-северо-востоку от месторождения Каламкас, в юго-западной части залива «Комсомолец», на территории Мангистауской области в 277 км к северу от областного центра – г. Актау.

В административном отношении месторождение Каратурун Западный находится в Мангистауском районе Мангистауской области. Областной центр г. Актау. Участок работ располагается в 250 км от областного центра. С областным центром участок проведения работ связан асфальтированной дорогой.

В 50 км к юго-западу находятся месторождения Каражанбас и Северные Бузачи, а также в непосредственной близости разрабатываемое месторождение Каламкас.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод «Каламкас-Актау», куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод «Узень-Атырау-Самара» расположен в 180 км к востоку от месторождения.

К западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северный Бузачи (50 км) и Каражанбас (60 км). В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас – Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи.

Координаты скважин:

№№ КЗ-7 – СШ 45022'50.3778" ВД 52007'17.57094",

КЗ-8 - 45022'50.43443" ВД 52006'58.10128",

КЗ-9 СШ 45022'40.70484" ВД 52006'43.21299",

КЗ-10 СШ 45022'44.99281" ВД 52007'30.30844",

КЗ-11 - СШ 45022'32.11035" ВД 52006'51.13326",

КЗ-12 - СШ 45022'35.95848" ВД 52007'29.85442",

КЗ-13 - СШ 45022'25.18371" ВД 52006'41.20099".

Недропользователь ТОО «Бузачи Нефть» расположен по адресу: 050040. Алматы, проспект Аль –Фараби, дом 108 «А», кв.5. и осуществляет добычу углеводородного сырья на месторождениях Каратурун Морской и Каратурун Восточный в пределах горных отводов и разведочные работы на нефть и газ в пределах геологических отводов на основании Контракта на разведку и добычу №793 от 02.11.2001(Каратурун Морской) и Контракта на разведку и добычу №792 от 02.11.2001 (Каратурун Восточный) с МЭМР РК.

Ситуационная карта месторасположения месторождений Каратурун Морской и Каратурун Восточный приведена на рис.1.

2.1 Климатические условия

Территория района месторождения Каратурун Морской относится к зоне пустынь с резко континентальным климатом, характеризующимся очень жарким засушливым летом и холодной малоснежной зимой. Осадки в многолетнем разрезе по сезонам года распределяются неравномерно.

Температура воздуха в течение годового цикла меняется в среднем от -1,30С зимой до +29,20С летом. Наиболее холодные месяцы декабрь – январь, наиболее жаркие

– июль-август. Влажность воздуха очень низкая, дефицит влажности составляет 10,2- 23,4%. Ветры, постоянно дующие, зимой северо-западных румбов, летом – юго-восточных. Скорость ветра 5-8 м/сек, в порывах 25 м/сек, вызывая пыльные или снежные бури.

2.2 Геоморфологические условия

Территория месторождения Каратурун Морской отличается однообразным геоморфологическим строением, представляет пониженную, слабо расчлененную, полого наклоненную в сторону моря равнину, что предопределяет аккумулятивный, денудационно-аккумулятивный и дефляционно-аккумулятивный типы рельефа.

Аккумулятивный тип есть совокупность форм рельефа, образующегося вследствие неравномерного накопления морских отложений.

Денудационно-аккумулятивный тип рельефа имеет как ровную, так и холмисто-увалистую доорогенную поверхность, что характерно для месторождения Каратурун Морской. На востоке месторождения распространена сорово-останцевая равнина, сформированная в раннее новокаспийское время, на юге находится сорово-бугристая равнина, образованная за счет переотложения песчаного материала хвалынского возраста.

Дефляционно-аккумулятивный тип рельефа формируется под воздействием переноса ветром скоплений рыхлого материала, состоящего из песчаных, алевроитовых или пелитовых частиц. Встречая на своем пути препятствия, рыхлый материал собирается и превращается в эоловые «каменные грибы», «каменные столбы». Данные формы достаточно устойчивы, поскольку сверху бронированы прочными породами, а именно плотными, крепко сцементированными пластами фосфоритовых конкреций.

2.3 Орогидрографическая характеристика

Постоянная гидрографическая сеть на месторождении Каратурун Морской отсутствует. Колодцы встречаются редко, вода в них соленая и для питья не пригодная.

Небольшие овраги, прорезающие чинк Устюрта, лишь во время редких ливневых дождей и в период весеннего снеготаяния наполняются обильными потоками вод. Малодебитные родники стекают с обрывов чинка в сор Кайдак. В летний период многие родники не функционируют.

2.4 Почва, растительность и животный мир

Согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан полуостров Бузачи относится к Арало-Каспийской провинции, Бузачинскому округу и расположен в пустынной зоне, подзоне бурых почв.

Почвенный покров формировался на засоленных, слоистых морских отложениях. Широко распространены солончаки (типичные, соровые, приморские), в юго-западной части луговые засоленные приморские почвы, менее распространены бурые засоленные почвы и мелкобугристые пески. Все почвы характеризуются малой гумусностью, содержание гумуса в пределах доминирующих солончаков не превышает 5%. Непосредственно в пределах сора гумус полностью отсутствует. Почвы сильно карбонатизированы и засолены.

Растительный покров характеризуется однородностью, бедностью флоры и низким уровнем биоразнообразия в связи с природно-климатическими особенностями района.

РООС к РП « Модернизация м/р Каратурун Морской №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»»

Согласно ботанико-географическому районированию, район работ входит в состав Азиатской пустынной области и расположен в подзоне настоящих пустынь. Из характерных видов растительности здесь распространены сарсазан, полынь, кермек. Растительный покров сильно разрежен, составляет 20-25%.

Животный мир также очень беден: встречаются земноводные – зеленая жаба; пресмыкающиеся – ящерицы, узорчатый полоз, щитомордник; млекопитающие – волк, лисица, степной хорек, суслики. Более крупные млекопитающие встречаются в южной части района работ – сайгак, джейран.

2.5 Инженерно-геологические условия строительства

В геологическом строении, структурных элементов Каспийского бассейна, принимают участие отложения от девонского до голоценового возраста, включительно.

Девонские образования являются самыми древними из палеозойского комплекса пород на полуострове Мангыстау. Они вскрыты в интервале 4540-5200 метров. Представлены известняками черными, тонкозернистыми, местами битуминозными.

Пермские отложения на п-ове Мангыстау, имеют несколько ограниченное распространение. Отложения ассельского яруса нижней перми, залегают, с разрывом, на касимовском ярусе верхнего карбона. Отложения яруса представлены чередованием темно-серых, тонкокристаллических и биоморфнодетритовых, известняковых гравелитов и брекчий. Эти отложения перекрыты, с угловым несогласием, нерасчлененной толщей, пермо-триасовых образований, которые характеризуются слабой степенью дислоцированности и метаморфизма, и составляют переходную толщу от фундамента к осадочному чехлу.

В гидрогеологическом отношении территория изысканий находится в пределах Южно-Мангышлакского бассейна второго порядка, который входит в состав Прикаспийского артезианского бассейна. В бассейне, по характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород, выделяются водоносные горизонты и комплексы четвертичных, меловых, юрских и пермь-триасовых отложений. Верхний этаж характеризуется распространением безнапорных (грунтовых) вод со свободной поверхностью и приурочен к современным новокаспийским и верхнечетвертичным хвалынским морским отложениям. Водоносные горизонты новокаспийских(QIV nk) и хвалынских(QIII hv) отложений, образуют единый водоносный комплекс. Водоносные горизонты имеют хорошую гидравлическую связь между собой. Отсутствие выдержанного водоупора и примерно одинаковый литологический состав отложений позволяют объединить эти горизонты в водоносный комплекс четвертичных отложений. Комплекс характеризуется низкими водопроницаемыми свойствами, градиентом напора и высокой минерализацией подземных вод. Между подземными водами двух структурных этажей залегают глины верхнечетвертичных хвалынских морских отложений. Выдержанный слой плотных глин, разделяющий структурные этажи, можно рассматривать как относительный водоупор, в региональном плане эти отложения залегают спорадически. Вертикальная фильтрация из четвертичных горизонтов в меловые отсутствует в силу наличия водоупорных отложений и напорного характера подземных вод меловых отложений. Характерной особенностью рассматриваемой территории является гидравлическая связь подземных вод основных водоносных комплексов с водами Каспийского моря и низкий напорный градиент (0.0001-0.001) относительно уровня моря. Разгрузка подземных вод происходит за счет испарения и высачивания.

Геологический разрез изученной территории на глубину 3.0-6.0м от дневной поверхности представлен комплексом нелитифицированных отложений новокаспийского (mQ4nk) и хвалынского (mQ3hv) ярусов четвертичного возраста морского генезиса. Почвенно-растительный слой не превышает 0.10...0.15м. В соответствии с ГОСТ 25100-2011 в инженерно-геологическом разрезе выделены 3 инженерно-геологические элемента:

ИГЭ-1 - супесь пылеватая желтовато-серого цвета, средней плотности, прослоями песка. Мощность 0,8-1.9м. По содержанию частиц (2-0,5мм), менее 50% и числу пластичности 4,0 – супесь пылеватая.

| | |
|---|--|
| Плотность грунта природного сложения | – 1,74 г/см ³ |
| Плотность сухого грунта (скелета) | – 1,46-1,73г/см ³ , грунт рыхлый. |
| Плотность минеральных частиц (удельный вес) | – 2,68 г/см ³ . |
| По консистенции <0 супесь твердой консистенции. | |
| Удельное сцепление, нормативное значение | – 20,0 кПа. |
| Угол внутреннего трения, нормативное значение | – фн-24 градуса. |

Модуль деформации грунта при естественной влажности, нормативное значение 14,0 МПа, в водонасыщенном состоянии нормативное значение 7,3 МПа.

Грунты ИГЭ-1 просадочные.

Начальное просадочное давление 0,833 кгс/см²

Тип грунтовых условий по просадочности – 1

ИГЭ-2 – песок желто-серого-серого цвета, с прослоями супеси и глины, средней плотности, в основном водонасыщенный. Мощность слоя от 1.4м до 6.0м в интервале 0,6-6,0м.

| | |
|-------------------------|--------------------------|
| Плотность грунта | – 2,15 г/см ³ |
| Коэффициент пористости | 0,41-0,74 |
| Удельное сцепление | – 3 КПа |
| Угол внутреннего трения | – 27 градусов. |
| Модуль деформации | – 14,2 МПа. |

Грунт слабосжимаемый.

Коэффициент уплотнения при нагрузке 0,3 МПа составляет 0,006-0,009.

В процессе инженерно-геологических работ грунтовые воды вскрыты с глубин 0,1-2,9 м.

Коррозионная агрессивность грунтов: К углеродистой стали – «высокая». По величине потери массы стального образца: 3.1-3,4 г/сут. К алюминиевой оболочке кабеля - «высокая». Содержание хлор-иона 0,035%; иона железа 0,0006% К свинцовой оболочке кабеля - «высокая». Содержание нитрат-иона 0,00018%; органических веществ 0,092%.

Засоленность грунтов: По содержанию водорастворимых солей (от 1.649% до 2,482%) грунты среднезасоленные. Тип засоления сульфатный.

Агрессивность грунтов к бетонам: По содержанию сульфатов (SO₄) 7220мг/кг грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе по ГОСТ 10178 и среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266. По содержанию хлоридов (Cl) 2735 мг/кг грунт среднеагрессивные к бетонам и железобетонным конструкциям.

Сейсмичность: Согласно СП РК 2.03.-30-2017 сейсмичность района составляет 6₂ балла.

Качественный прогноз потенциальной потопляемости:

Территория потенциально потопляемая.

Грунтовые воды вскрыты на глубинах 0,1-2,9м.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов по данным метеостанции Кызан: для глин, суглинков - 0,98 м, для супесей – 1,19м; для песков – 1.27м.

Максимальная глубина проникновения 0 С в почву составляет – 1,26м



Рисунок 1 - Обзорная карта расположения месторождения

3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА

3.1 Природно-климатическая характеристика района

Климат является одним из основных природных факторов, формирующих условия жизни человека. Он определяет: конструктивные особенности жилища; возможности осуществления трудовой деятельности на открытом воздухе или в помещениях, необорудованных инженерными коммуникациями; режим отдыха, необходимый для восстановления жизненных сил. С особенностями климата связана способность атмосферы к самоочищению от вредных промышленных выбросов.

Климатические условия, как правило, формируются под влиянием четырех основных факторов: удаленность от Атлантического океана, приток прямой солнечной радиации, особенности атмосферной циркуляции, свойства подстилающей поверхности.

В последние годы повсеместно отмечается заметное изменение климатических параметров под влиянием антропогенной деятельности. Промышленные выбросы не только снижают количество приходящей к земле благотворной ультрафиолетовой радиации, но и создают явление, так называемого, «парникового эффекта», снижают количество озона в атмосфере и др. Это ухудшает качество жизни, качество биосферы, увеличивает количество случаев заболеваний, как человека, так и животных.

Характеристика климатических показателей дается на основании сведений «Справочника по климату СССР», вып.18, Л. 1968, уточненных данными из «Научно прикладного климатического справочника Казахстана», Алматы, 1986 и СНиП «Строительная климатология» 2002 г.

Общие черты климата

Климат Мангистауской области резко-континентальный, определяется в первую очередь географическим положением – расположением территории области в значительной удаленности от океана, внутри континента.

Климат области формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый пустынно-степной и пустынный тип климата. Теплые атлантические воздушные массы на увлажнение территории почти не оказывают влияния, поскольку они поступают сюда сильно трансформированными, а общая равнинность поверхности не способствует их задержанию.

Основными характерными чертами этого климата являются преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха, как в годовом цикле, так и суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата несколько смягчается на береговой полосе под влиянием Каспийского моря.

Приток солнечной радиации на горизонтальную поверхность для данных широт (45-47°с.ш.) чрезвычайно высок и составляет 6789 МДж/м² за год. Он создает высокий фон температур воздуха и почвы. Годовой ход притока солнечной радиации приводится в таблице 1.

Таблица 1 - Приток солнечной радиации (прямой + рассеянной) по месяцам для различных широт (МДж/м²)

| Широта | Месяцы | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
| 44 | 261 | 365 | 603 | 724 | 872 | 889 | 886 | 768 | 619 | 465 | 308 | 234 |

| | | | | | | | | | | | | |
|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 48 | 207 | 324 | 565 | 702 | 862 | 881 | 877 | 736 | 589 | 406 | 254 | 184 |
|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|

Максимум воздействия солнечной радиации на температурный фон отмечается в теплый период в дневные часы суток. Ночью же, когда солнечные лучи не прогревают земную поверхность, происходит ее сильное радиационное выхолаживание и резкое уменьшение температур воздуха.

Температурные инверсии возникают преимущественно при смене барических условий при штилевых ситуациях в весенне-осенние периоды.

В теплое время года происходит резкая смена режима ветра. В этот период здесь располагается северо-западная периферия Иранской термической депрессии, поэтому преобладающими становятся ветры северо-западных и западных направлений. Часты сильные ветры, с которыми связаны мощные и продолжительные пыльные бури.

Основной особенностью подстилающей поверхности рассматриваемой территории является то, что это восточное побережье Каспийского моря, которое лежит ниже нулевой отметки. На территориях, примыкающих к морю, часты такие явления как: затопление, приливно-отливная волна, нагоны и подтопления. Рельеф территории практически ровный с едва заметным повышением на восток. Почвы бурые солончаковые, встречаются мелкобугристые пески. Древесная растительность отсутствует.

Такие ландшафтные особенности создают дополнительные условия для увеличения температурного фона территории.

Температурный режим.

В целом климат характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца – (+29,4 °С), средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца – (-2,7 °С). Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха выше +10°С составляет от 170 до 180 дней в году.

Температура воздуха в зимнее время очень неустойчива. Средняя температура воздуха в январе уменьшается в направлении с юго-юго-запада (-3 °С) на северо-северо-восток (-10 °С). Абсолютный минимум температуры воздуха составляет (-19 °С). В целом, зима умеренно холодная и довольно теплая, не продолжительная. На территории района довольно часто наблюдаются оттепели, продолжающиеся в среднем до 4-5 дней.

Лето на большей части полуострова жаркое и продолжительное. Таких больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается. Повсеместно средняя температура воздуха в июле повышается по мере удаления от Каспийского моря, в западной части территории области температура воздуха в июле составляет (+25 °С), в восточной части – (+28 °С). Абсолютный максимум температуры составляет (+43 °С).

Весна с переходом средней суточной температуры воздуха через (+5 °С) начинается на юге области с 10 - 15 марта, на севере – с 20 - 31 марта. Осень, соответственно, на юге и юго-западе области наступает позднее 10 ноября, на севере области – с 20 по 31 октября.

Характеристика природно-климатических условий приведена на основе данных метеорологической станции Форт-Шевченко, Кызан, Кулалы.

Участок расположения месторождений относится к IV-Г климатическому району, который характеризуется большой продолжительностью теплого периода, обилием солнечных дней и малым количеством осадков

Согласно районированию территории Республики Казахстан по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА), проведенному Казахским научно-исследовательским

гидрометеорологическим институтом, анализируемый район относится к 4 зоне относительно невысокого потенциала загрязнения воздуха.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 4, среднегодовая роза ветров на рисунке 4.

Таблица 2- Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

| Наименование характеристик | Величина |
|--|----------|
| 1 | 2 |
| Среднегодовая температура воздуха °С | +8 |
| Максимальная температура: | |
| - наиболее холодного месяца | -35°С |
| - наиболее жаркого месяца | +45°С |
| Продолжительность теплого периода, месяцев | 9 |
| Среднегодовое количество осадков, мм | 140 |
| Относительная влажность воздуха, %: | |
| - в холодный период | 75 |
| - в теплый период | 56 |
| Снеговой покров, см | до 25 |
| Глубина промерзания грунта, м | 1,2 |
| Среднемесячная скорость ветра, м/сек : | |
| - максимальная за январь | 8,9 |
| - максимальная за июль | 5,1 |
| Преобладающее направление ветра: | |
| - в холодное время | ЮВ - В |
| - в теплое время | С - СЗ |
| Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А | 200 |
| Коэффициент рельефа местности в городе | 1 |
| Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С | 29,4 |
| Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С | -3 |
| Среднегодовая роза ветров, % | |
| С | 17 |
| СВ | 12 |
| В | 15 |
| ЮВ | 19 |
| Ю | 7 |
| ЮЗ | 6 |
| З | 10 |
| СЗ | 14 |
| Среднегодовая скорость ветра, м/с | 3,7 |
| Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с | 13 |



Рисунок 2 - Среднегодовая роза ветров, %

Участок расположения месторождения относится к 4 климатическому району, который характеризуется большой продолжительностью теплого периода, обилием солнечных дней и малым количеством осадков

Ветровой режим. Режим ветра подчиняется сезонным изменениям в структуре поля атмосферного давления, которые в свою очередь, испытывают зависимость от условий притока солнечной радиации и теплофизических особенностей подстилающей поверхности. В целом район характеризуется значительной ветровой деятельностью. Ветры в течение года преимущественно восточных и юго-восточных направлений. Наиболее значительные скорости ветра наблюдаются на побережье Каспийского моря.

Зимой воды Каспия охлаждаются меньше, чем прилегающие степи и полупустыни, в связи с чем, увеличивается перенос более холодных воздушных масс в сторону моря. В это время преобладают восточные и юго-восточные ветры. По этой же причине высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды. И только в теплое время года вследствие частого выноса воздушных масс из крайних северных широт континента в центральные районы, над территорией преобладают ветры северного, северо-западного направлений.

Снежный покров.

В Мангышлакской области образование устойчивого снежного покрова наблюдается только в северной части. На остальной же территории более чем в 50 % лет устойчивый снежный покров отсутствует. Среднее число дней со снежным покровом на станции Бейнеу 63 дня, в районе станции Аккудук –34.

Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа. Они не только перераспределяют снег, но и уплотняют его, меняя его структуру.

Средние запасы воды в снеге из наибольших значений за зиму колеблются по территории в пределах 25-35 мм. Эти данные дают общую картину, в действительности запасы воды в снеге очень варьируют даже на небольших площадях в зависимости от перераспределения снега.

Ветер.

Ветровой режим обуславливается барико-циркуляционными факторами, орографией и по своему характеру довольно различен.

В период октябрь-апрель преобладающими являются восточные и юго-восточные направления ветра (до 50 %), что обусловлено не только барическими, но и местными термическими условиями, связанными с усилением переноса более холодных воздушных масс из пустыни в сторону моря. Число случаев со штилем составляет 5 %.

В теплый период года преобладающими ветрами являются западного и северного направления.

3.2 Опасные гидрометеорологические характеристики

Экстремальные температурные явления. Понятие экстремальной температуры может иметь различные количественные оценки в зависимости от объекта ее воздействия.

Самые низкие температуры на побережье Каспийского моря отмечаются в конце января – начале февраля. Положительные температуры воздуха превышающие 30 °С также оказывают отрицательные влияния на условия хозяйственной деятельности.

Установление высоких температур воздуха связано с антициклоническим режимом погоды, обуславливающим интенсивный вынос сухого и сильного прогретого воздуха из среднеазиатских пустынь. Поэтому восточное побережье Каспия в летнее время является зоной повышенного температурного фона. При этом температуры выше 30 °С отмечаются с апреля по сентябрь, а непрерывная продолжительность их сохранения составляет 10-13 дней.

К опасным явлением погоды относятся не только предельные значения температур, но и их резкие изменения более чем на 10 °С за сутки.

Резкие похолодания на побережье Каспия обусловлены мощным вторжениями холодного воздуха и интенсивным излучением при ясной антициклонической погоде. Резкие потепления происходят при выходе южных циклонов.

Пыльные бури и метели. Пыльные бури – явление, вызываемое переносом сильным ветром большого количества пыли или песка и сопровождающееся ухудшением видимости. Возникновение пыльных бурь связано с действием ветра. Кроме скорости ветра, большое значение для начала ветровой эрозии имеют характеристики почвы. Легкие пески и почвы начинают выдуваться при скорости ветра у поверхности земли 3 - 4 м/с, тяжелые глинистые почвы – при скоростях 7 - 9 м/с.

Среднегодовое количество дней с пыльной бурей равняется 10. В годовом ходе повторяемости пыльных бурь отмечаются весенний и осенний максимумы, связанные с увеличением повторяемости сильных ветров со стороны пустыни.

Туманы. Туманы, которые при больших концентрациях загрязнения могут вызвать «смоговые» явления, в районе отмечаются нечасто. Максимальная повторяемость туманов наблюдается в зимне-весенний период, что связано с переносами более теплого воздуха с материка на охлажденную водную поверхность. Средняя продолжительность такого рода адвентивных туманов составляет 7 - 8 часов, и они могут наблюдаться в различное время суток. Наибольшее и среднее число дней с туманами представлено в таблице 5.

Таблица 3 - Наибольшее и среднее число дней с туманами

| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|----------------------------------|---|----|-----|----|---|----|-----|------|----|---|----|-----|-----|
| Среднее число дней с туманами | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 21 |
| Наибольшее число дней с туманами | 5 | 9 | 4 | 13 | 8 | 6 | 5 | 6 | 5 | 4 | 4 | 4 | 33 |

Инверсии. На процесс рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе влияет количество инверсий. Повторяемость приземных инверсий в январе составляет 40 % в среднем за год. Повторяемость приземных инверсий в январе составляет 30-40 %. Повторяемость приземных инверсий в июле составляет 40 %. Повторяемость приподнятых инверсий (с нижней границей в слое 0,01 - 0,5 км.) составляет в январе 30 – 40 %, в июле – 10 %.

Ветер. Для района характерны сильные ветры, переходящие в пыльные бури. Скорость ветра достигает 20 – 25 м/сек.

Среднемесячная скорость ветра:

- максимальная за январь - 8,9 м/сек;
- максимальная за июль - 5,1 м/сек.

Над восточной частью Северного Прикаспия преобладают восточное и западное направления ветров. При этих направлениях отмечается самое большое число ураганов и наибольшие ветровые скорости. Фиксируются юго-восточные ураганы продолжительностью до 100 -140 часов.

Летом ветровая деятельность ослабевает, и направление ветра меняется на северное и северо-западное. Преобладающая скорость ветра 4 - 6 м/сек. Зимой бывают сильные ветры (15 - 20 м/сек), которые усиливают стужу. Среднегодовая скорость ветра 4,6 м/сек.

Атмосферные осадки. Регион месторождения отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков.

Зима с низкой влажностью воздуха и малым количеством осадков. Зимой осадки выпадают в виде снега. Максимальное количество осадков приходится на декабрь (до 12 мм).

Наибольшее количество осадков за сезон приходится на май (до 52 мм), наименьшее - в июле (до 5 мм). Осадки выпадают в виде кратковременных дождей. Периодически наблюдаются засухи.

Осенью осадки выпадают в виде морозящих дождей, иногда со снегом.

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождения относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Его высота обычно не превышает 15 см. Для этого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим. Число дней со снежным покровом в среднем 63 дня. В холодные зимы продолжительность залегания снежного покрова достигала 113 дней, в теплые зимы составляла всего 7 дней.

Снежный покров образуется в третьей декаде декабря, толщина его достигает 10 – 15 см, а в наиболее погруженных участках и оврагах достигает 0,5 –1 м.

Грунт зимой промерзает на глубину до 50 см.

Снег тает к концу марта, грунт просыхает в первой половине апреля.

Влажность. В районе месторождения низкая влажность воздуха. Зимой относительная влажность воздуха 82 %. За зиму бывает до 20 дней с туманами, до 16 дней с гололедами.

Влажность в начале весеннего сезона 74 % и к концу снижается до 40 %. В марте наблюдается незначительные туманы, гололед.

Летом относительная влажность воздуха до 43%.

Сейсмичность района. Согласно СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмичных районах» территория строительства относится к территории, подверженной землетрясениям с интенсивностью 6 баллов.

3.3 Характеристика современного состояния воздушной среды

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для
- окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристика.

Общая оценка загрязнения атмосферы. По данным из информационного бюллетеня о состоянии окружающей среды РГП Казгидромет за 2022 год, уровень загрязнения атмосферного воздуха города оценивался низкий, он определялся значениями СИ=1 и НП=0% (низкий уровень).

*Согласно РД если ИЗА, СИ и НП попадают в разные градации, то степень загрязнения атмосферы оценивается по ИЗА. Средние концентрации не превышали предельно допустимой нормы.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха по сравнению с 2019 годом не изменился.

В целом по городу средние концентрации озона составили 2,2 ПДКс/с, содержание других ЗВ – не превышало ПДК. Максимально-разовая концентрация взвешенных частиц (пыль) составила 2,0 ПДКм.р., сероводорода - 3,5 ПДКм.р., остальные загрязняющие вещества не превышали ПДК.

Казахстанским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом произведено районирование территории Республики Казахстан, с точки зрения благоприятности отдельных ее районов для самоочищения атмосферы от вредных выбросов, в зависимости от метеоусловий. В соответствии с ним территория Республики Казахстан поделена на пять зон.

Район проектируемых работ находится в зоне III со значением очень повышенного потенциала загрязнения атмосферы, т.е. климатические условия для рассеивания вредных веществ в атмосфере являются удовлетворительными.

Для района проведения работ характерно наличие частых ветров. Благодаря этому, а также достаточной удаленности исследуемой территории от промышленного района воздушная среда не подвержена техногенному загрязнению и обладает высоким потенциалом к самоочищению.



Рисунок 3 - Распределение значений потенциала загрязнения атмосферы для территории РК

4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Основные технологические решения

В данном рабочем проекте согласно Заданию на проектирование предусматривается строительство групповой установки ГУ-5 на месторождении «Каратурун Западный» (КЗ) ТОО «Бузачи Нефть».

Полнокомплектная групповая установка предусматривается в виде закрытой системы полного цикла, обеспечивающей прием нефтесодержащей жидкости, предварительное отделение попутной пластовой воды и подачу нефти с необходимым давлением в систему сбора для дальнейшей подготовки.

Согласно Заданию на проектирование ГУ-5 КЗ имеет следующие производственные характеристики:

- Пропускная способность по жидкости - 2000 м³/сут.;
- Пропускная способность по газу - 500 нм³/ч ($\pm 15\%$);
- Средняя обводненность газожидкостной смеси при входе на ГУ-5 КЗ - 40-50%;
- Температура входного потока - + 25-30 °С;
- Давление сепарации газожидкостной смеси, регулируемая в пределах - 0,25 МПа;
- Газовый фактор нефти (в поверхностных условиях) - до 38 м³/т.

Рабочим проектом предусматривается строительство групповой установки ГУ-5 КЗ, в состав которой входят следующие технологическое оборудование и вспомогательные сооружения:

- Площадка подогревателей нефти П-1/2 - 2 ед. (модель ПП-0,63, Q=1150 т/сут);
- Площадка буферной емкости БЕ-1/2 - 2 ед. (модель 1-80-1,0-И, V=80 м³);
- Площадка газосепаратора ГС-1 - 1 ед. (модель ГС 9-1400-M2, V=9 м³);
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2 - 2 ед. (модель НБ-50, Q=39,6 м³/час);
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50 - 1 ед. (модель ЕПП-16-2000-1-2, V=16 м³);
- Узел учета жидкости - 1 ед.;
- Узел учета газа - 3 ед.;
- Площадка конденсатосборника К-1 с газовым расширителем - 1 ед. (Ду700, Ру1,6МПа);
- Площадка факельной установки Ф-1 - 1 ед. (модель СФНР-100);
- Площадка рампы баллонов с пропаном;
- Межплощадочные трубопроводы;
- Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ (для перекачки жидкости);
- Газопровод из СПТ Ду100 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ (для подачи газа);
- Операторная модульного исполнения;
- ДЭС-100кВА;
- Щит станции управления и КИПиА (модульный) - 1 ед.;
- КТПН-400 кВ - 1 ед.;
- Прожекторные мачты, совмещенные с молниеотводами;
- Надворный туалет - 1 ед.;
- Ограждение территории ГУ-5 по периметру.

Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, в проекте предусмотрены безопасные расстояния объектов обустройства нефтегазового месторождения, составляющие более 500 м, от следующих существующих зданий и сооружений: жилые здания общежития, вахтовые поселки, общественные здания, промышленные и сельскохозяйственные объекты.

Согласно Заданию на проектирование в данном рабочем проекте предусматривается строительство групповой установки ГУ-5 на месторождении «Каратурун Западный» со следующими характеристиками:

- Пропускная способность по жидкости - 2000 м³/сут.;
- Пропускная способность по газу - 500 нм³/ч ($\pm 15\%$);
- Средняя обводненность газожидкостной смеси при входе на ГУ-5 КЗ - 40-50%;
- Температура входного потока - + 25-30 °С;
- Давление сепарации газожидкостной смеси, регулируемая в пределах - 0,25 МПа;
- Газовый фактор нефти (в поверхностных условиях) - до 38 м³/т.

В таблице 4 представлен состав пластового флюида (пластовой нефти), дегазированной нефти и газа однократного разгазирования.

Таблица 4 - Состав пластового флюида (пластовой нефти), дегазированной нефти и газа

| компоненты | Нефть дегазированная, % мол. | Газ однократного разгазирования, % мол. | Нефть пластовая, % мол. |
|----------------|---------------------------------|--|----------------------------|
| Углекислый газ | - | 0,061 | 0,025 |
| Азот | - | 3,746 | 1,538 |
| Метан | - | 83,776 | 34,403 |
| Этан | - | 4,272 | 1,754 |
| Пропан | - | 2,794 | 1,147 |
| Изо-бутан | - | 1,502 | 0,617 |
| Н-бутан | - | 1,899 | 0,780 |
| Нео-пентан | - | 0,027 | 0,011 |
| Изо-пентан | 1,478 | 0,885 | 1,235 |
| Н-пентан | 8,882 | 0,625 | 5,491 |
| Гексан | 13,183 | 0,349 | 7,913 |
| Гептан | 12,372 | 0,063 | 7,317 |
| Октан | 16,819 | 0,001 | 9,913 |
| Нонан | 2,791 | - | 1,645 |
| Деканы | 1,833 | - | 1,081 |
| Ундеканы | 6,723 | - | 3,962 |
| Додеканы | 5,604 | - | 3,303 |
| Тридеканы | 5,580 | - | 3,288 |
| Тетрадеканы | 4,616 | - | 2,720 |
| Пентадеканы | 3,458 | - | 2,038 |
| Гексадеканы | 2,964 | - | 1,747 |
| Гептадеканы | 2,325 | - | 1,370 |
| Октадеканы | 2,231 | - | 1,315 |
| Нонадеканы | 1,912 | - | 1,127 |
| Эйкозаны | 1,726 | - | 1,017 |
| Генейкозаны | 1,348 | - | 0,794 |
| Докозаны | 0,893 | - | 0,527 |
| Трикозаны | 0,777 | - | 0,458 |
| Тетракозаны | 0,645 | - | 0,380 |
| Пентакозаны | 0,509 | - | 0,300 |
| Гексакозаны | 0,394 | - | 0,232 |
| Гептакозаны | 0,211 | - | 0,125 |

| | | | |
|-----------------------------------|--------|---|-------|
| Октакозаны | 0,094 | - | 0,055 |
| Нонакозаны | 0,476 | - | 0,280 |
| Трикозаны | 0,034 | - | 0,020 |
| Гентрикозаны | 0,014 | - | 0,008 |
| Дотрикозаны | 0,056 | - | 0,033 |
| Тритрикозаны | 0,008 | - | 0,005 |
| Тетратрикозаны | 0,014 | - | 0,008 |
| Пентатрикозаны | 0,001 | - | 0,001 |
| Гексатрикозаны+ | 0,012 | - | 0,007 |
| Гептатрикозаны | 0,006 | - | 0,003 |
| Октатрикозаны | 0,004 | - | 0,003 |
| Нонатрикозаны | 0,003 | - | 0,002 |
| Тетракозаны+ | 0,002 | - | 0,001 |
| Ароматические(сумма), % мольн, | 5,306 | - | - |
| Молекулярная масса | 198,61 | - | 94 |

В таблице 5 представлены физико-химические характеристики пластовой нефти.

Таблица 5 - Физико-химические характеристики пластовой нефти

| параметры | Проба №1 | Проба №2 | Проба №3 |
|---|------------|------------|------------|
| | Код R-6/10 | Код R-6/11 | Код R-6/12 |
| Глубина отбора, м | 1225 | 1230 | 1235 |
| Давление пластовое, МПа (абс) | 12,97 | 13,17 | 13,27 |
| Температура пластовая, °С | 46,0 | 46,0 | 46,0 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 12,97 | 13,17 | 13,27 |
| Газосодержание, м³/т | 101,16 | 96,26 | 89,06 |
| Газосодержание, м³/м³ | 84,34 | 80,83 | 74,79 |
| Объемный коэффициент стандартной сепарации, доли ед, | 1,166 | 1,168 | 1,159 |
| Усадка, % | 14,26 | 14,41 | 13,73 |
| Коэффициент растворимости газа в нефти, м³/м³/МПа | 6,59 | 6,22 | 5,71 |
| Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, при 1×10 ⁻⁴ /МПа | 12,69 | 13,43 | 12,17 |
| Вязкость пластовой нефти, мПахс | 1,14 | 1,18 | 1,28 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м³ | 775,5 | 776,6 | 776,9 |
| Плотность сепарированной нефти, кг/м³ | 833,7 | 839,7 | 839,8 |
| Плотность газа при 20 °С, кг/м³ | 0,854 | 0,853 | 0,829 |

В таблице 6 представлены физико-химические характеристики газа после сепарации нефти.

Таблица 6 - Физико-химические характеристики газа после сепарации нефти

| Наименование | Единица изм. | Газ разгазирования |
|--------------------------|---------------|----------------------|
| Плотность газа при 20 °С | кг/м³ | 0,8413 |
| Точка россы по воде | °С | +36,51 ¹⁾ |
| Влажность газа | г/м³ | 2,9 ¹⁾ |
| Низш. тепл. способность | ккал/м³ | 9390 |
| Число Воббе – высш. | ккал/м³ | 12384 |
| Состав: | мол. % | |
| Метан | C1 | 83,628 ²⁾ |
| Этан | C2 | 6,684 |
| Пропан | C3 | 2,859 |
| Изо-бутан | i-C4 | 1,187 |
| Н-бутан | n-C4 | 1,103 |
| Изо-пентан | i-C5 | 0,493 |
| Нео-пентан | neo-C5 | 0,017 |
| Н-пентан | n-C5 | 0,381 |
| Гексан | C6 | 0,465 |

| | | |
|---|-----|----------------|
| Гептан | C7 | 0,206 |
| Октан | C8 | 0,007 |
| Азот | N2 | 2,535 |
| Углекислый газ | CO2 | 0,426 |
| Кислород | O2 | 0,009 |
| Сероводород | H2S | отс. |
| Меркаптаны | | отс. |
| Баланс | | 100,000 |
| Прим. | | |
| 1) Несмотря на указанное содержание воды, при проектировании учитывается максимальная насыщенность водой при указанных параметрах газа; | | |
| 2) Несмотря на указанное содержание метана, учитывается возможная вариация содержания метана в попутном нефтяном газе в пределах 81...93 % (мол). | | |

4.2 Технологические решения

4.2.1. Технологическая схема ГУ-5 Каратурун Западный

Принятые решения, отраженные в технологической схеме, обеспечивают герметичный сбор нефтегазовой смеси с предварительным разделением нефти и газа. Технологическая схема ГУ-5 КЗ приведена на листе ТХ-3.

Нефтегазовая смесь подается на ГУ-5 КЗ по нефтепроводу Ду150 с АГЗУ-6 пропускной способностью 2000м³/сут при давлении 4,0 МПа подается на вход в подогреватели нефти П-1/2, где обеспечивается ее предварительный нагрев до 50-60 °С.

Подогретая нефть по трубопроводу Ду150 поступает в буферные емкости БЕ-1/2 V=80 м³ каждая для дегазации нефтегазовой смеси. Нефтегазовая смесь, подаваемая в буферные емкости БЕ-1/2 благодаря большому времени пребывания и поддержанию постоянного уровня в емкостях, в регулируемом диапазоне 30-70% от максимального допустимого уровня, при давлении порядка 0,4 МПа (изб.), разделяется на жидкую фазу и попутный нефтяной газ, который отводится из емкостей БЕ-1/2 по трубопроводу Ду100 в газовый сепаратор ГС-1. Поддержание постоянного уровня нефти в емкостях БЕ-1/2 обеспечивается за счет применения частотного регулирования приводов насосов Н-1/2, обеспечивающих откачку нефти из емкостей БЕ-1/2, по данным от датчика уровня в емкостях БЕ-1/2.

Буферные емкости БЕ-1/2 оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, а площадка буферных емкостей БЕ-1/2 оборудована датчиком загазованности. Емкости БЕ-1/2 также оснащены предохранительными клапанами, подключенными к линии сброса на факельную установку Ф-1. Обвязка емкостей БЕ-1/2 позволяет эксплуатировать их полностью независимо, что обеспечивает возможность вывода одной емкости на ремонт или обслуживание без остановки технологического процесса, что обеспечивает надежность технологического процесса ГУ-5 КЗ в целом.

Нефть, подаваемая насосами Н-1/2, проходит через расходомер узла учета жидкости и посредством подземного стеклопластикового нефтепровода СПТ Ду150 Ру5,5 МПа подается на дальнейшую подготовку на площадку УПСВ. Также предусмотрен замер давления нефти, подаваемой в нефтепровод. На линии всаса и нагнетания насосов Н-1/2 предусмотрено измерение давления с обеспечением блокировки работы насосов по низкому давлению на линии всаса, а площадка насосов Н-1/2 оборудована датчиком загазованности. Работа насосов Н-1/2 предусматривается в режиме 1 рабочий, 1 резервный, что обеспечивает возможность остановки одного насосного агрегата на ремонт или обслуживание без остановки технологического процесса.

Отделившийся попутный нефтяной газ из емкостей БЕ-1/2 поступает в газовый сепаратор ГС-1 V=9м³ для улавливания унесенной капельной жидкости, которая затем отводится в дренажную емкость ДЕ-1 V=16м³. Газовый сепаратор оборудован приборами

измерения давления и сигнализатором верхнего предельного уровня жидкости в сепараторе, а также предохранительным клапаном, подключенным к линии сброса на факельную установку Ф-1, а площадка газового сепаратора ГС-1 оборудована датчиком загазованности. В обвязке ГС-1 предусмотрена байпасная линия, обеспечивающая возможность вывода газового сепаратора на ремонт или обслуживание без остановки основного технологического процесса ГУ-5 КЗ.

Газ, после замера расхода на площадке ГС-1, подается в коллектор Ду50 для транспортировки топливного газа на печи подогрева П-1/2. В случае появления технологического избытка газа на площадке ГУ-5 КЗ предусмотрена линия подачи излишнего газа из газового сепаратора ГС-1 на УПСВ по газопроводу Ду100, с предварительным замером расхода, давления и температуры отводимого газа на площадке ГС-1.

Технологической схемой ГУ-5 КЗ также предусмотрена возможность сброса газа на вертикальную факельную установку Ф-1 при возникновении аварийной ситуации (сбросы с предохранительных клапанов буферных емкостей БЕ-1/2 и газового сепаратора ГС-1), а также при проведении технологических операций по обслуживанию оборудования ГУ-5 КЗ. В состав факельной систем входят: факельный коллектор, факельный расширитель с конденсатосборником К-1, баллоны с пропаном, факельная установка Ф-1.

Отвод газа на факельную установку Ф-1 Ду100, Н=20м, расположенную на отдалении от основной площадки ГУ-5 КЗ, производится с обязательным замером расхода сбрасываемого газа на площадке ГС-1. Факельный коллектор, непосредственно перед факельной установкой Ф-1 оборудован огнепреградителем.

Для слива технологического дренажа, а также технологических операций сброса жидкостей с технологического оборудования ГУ-5 КЗ предусмотрена подземная дренажная емкость ДЕ-1 $V=16\text{ м}^3$. Возврат дренажной жидкости из ДЕ-1 в основную технологическую линию обеспечивается насосом НД-1 с подачей во входной коллектор нефти печей П-1/2. Дренажная емкость оборудована датчиками уровня, а также свечой выветривания с установленным на ней дыхательным клапаном типа СМДК-100. Опорожнение дренажной емкости предусмотрено с помощью автоцистерн, для этого линия откачки дренажных емкостей оборудована присоединительным фитингом типа БРС-50.

4.2.2. Проектируемые сооружения

Расположение и компоновка технологических площадок, трасс трубопроводов определены, исходя из технологической схемы и рационального распределения территории, с учетом:

- санитарных норм и норм пожаровзрывобезопасности;
- рационального размещения подземных и надземных инженерных сетей, и обеспечения нормальных условий эксплуатации и ремонта оборудования.

Ко всем площадкам, узлам предусматриваются возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, обслуживающих установки, а также для подъезда пожарных и аварийных автомобилей.

Рабочим проектом предусматривается строительство групповой установки ГУ-5 КЗ, в состав которой входят следующие технологическое оборудование и вспомогательные сооружения:

- Площадка подогревателей нефти П-1/2 - 2 ед. (модель ПП-0,63, $Q=1150\text{ т/сут}$);
- Площадка буферной емкости БЕ-1/2 - 2 ед. (модель 1-80-1,0-И, $V=80\text{ м}^3$);
- Площадка газосепаратора ГС-1 - 1 ед. (модель ГС 9-1400-М2, $V=9\text{ м}^3$);
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2 - 2 ед. (модель НБ-50, $Q=39,6\text{ м}^3/\text{час}$);

- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50 - 1 ед. (модель ЕПП-16-2000-1-2, $V=16 \text{ м}^3$);
- Узел учета жидкости - 1 ед.;
- Узел учета газа - 3 ед.;
- Площадка конденсатосборника К-1 с газовым расширителем - 1 ед. (Ду700, Ру1,6МПа);
- Площадка факельной установки Ф-1 - 1 ед. (модель СФНР-100);
- Площадка рампы баллонов с пропаном;
- Межплощадочные трубопроводы;
- Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ (для перекачки жидкости);
- Газопровод из СПТ Ду100 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ (для подачи газа);
- Операторная модульного исполнения;
- ДЭС-100кВА;
- Щит станции управления и КИПиА (модульный) - 1 ед.;
- КТПН-400 кВ - 1 ед.;
- Прожекторные мачты, совмещенные с молниеотводами;
- Надворный туалет - 1 ед.;
- Ограждение территории ГУ-5 по периметру.

4.2.3. Площадка подогревателей нефти П-1/2

Для подогрева поступающей от существующей АГЗУ-6 на ГУ-5 КЗ нефтегазовой смеси рабочим проектом предусмотрены подогреватели нефти П-1/2 в количестве 2 ед, которые устанавливаются на площадке с твердым покрытием. В качестве подогревателей нефти приняты печи типа ПП-0,63, производительностью $Q=1150 \text{ т/сут}$ и температурой нагрева до 50-60 °С.

Подогретая нефть после печей подается для дальнейшего технологического процесса сепарации. Установленные средства КИПиА на площадке обеспечивают возможность контроля процесса подогрева нефтегазовой смеси.

В качестве топливного газа служит газ, поступающий от ГС-1 после замера расхода на площадке ГС-1. Проектируемый трубопровод топливного газа Ду50 имеет уклон в сторону конденсатосборника Ду100, расположенного на участке подхода трубопровода к площадке проектируемых подогревателей и предназначенного для дополнительной защиты трубопровода от возможных гидратообразований в транспортируемом газе. Конденсатосборник оснащен дренажным вентилем Ду25 Ру1,6МПа для слива образовавшегося конденсата. Дренажный трубопровод Ду25 подключается к проектируемому дренажному коллектору Ду80.

Слив дренажа из П-1/2 во время аварийных ситуаций, ремонта и планового останова предусматривается в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1.

Площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки.

Все обвязочные трубопроводы выполнены в надземном исполнении на несгораемых опорах. Для удобства предусмотрены площадки обслуживания, лестницы и переходы.

Технологические трубопроводы и запорно-регулирующая арматура выполнены в тепловой изоляции.

Технические характеристики проектируемых печей подогрева нефти П-1/2 представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики проектируемых печей подогрева нефти П-1/2

| Печь подогрева нефти П-1/2 | | |
|---------------------------------|-------|----------|
| Наименование | | ПП-0,63А |
| Производительность | т/ч | 48 |
| Давление расчетное | МПа | 6,3 |
| Давление пробное гидравлическое | МПа | 8,2 |
| Температура вых. | °С | 70 |
| Давление перед горелками | МПа | 0,07 |
| Расход топлива газа | нм³/ч | 100 |
| Количество | шт. | 2 |

4.2.4. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2

Для дегазации поступающей на ГУ-5 КЗ нефтегазовой смеси рабочим проектом предусмотрены буферные емкости БЕ-1/2 в количестве 2 ед. Процесс дегазации производится при рабочем давлении $P_{\text{раб}}=0,4$ МПа. В качестве буферных емкостей принят нефтегазовый сепаратор 1-80-1,0-И, объемом $V=80\text{м}^3$.

Нефть из БЕ-1/2 направляется на площадку насосов Н-1/2 для дальнейшей ее перекачки. Газ, выделившийся в проектируемых БЕ-1/2, направляется на площадку проектируемого газосепаратора ГС-1 по трубопроводу Ду100. Аварийный сброс газа с предохранительных клапанов БЕ-1/2 осуществляется на факельную установку Ф-1. Слив дренажа из БЕ-1/2 во время аварийных ситуаций, ремонта и планового останова предусматривается в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1.

Буферные емкости БЕ-1/2 оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, а площадка буферных емкостей БЕ-1/2 оборудована датчиком загазованности.

Буферные емкости размещены на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки. Для обслуживания установленной арматуры и оборудования КИП буферные емкости оснащены верхней площадкой обслуживания с лестницей.

Технические характеристики проектируемой буферной емкости БЕ-1/2 представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики проектируемой буферной емкости БЕ-1/2

| Буферные емкости БЕ-1/2 | | |
|--|---|-----------------------|
| Обозначение | | 1-80-1,0-И |
| Объем, м³ | | 80 |
| Рабочее давление, МПа (кгс/см²) | | 1,0 (10,0) |
| Расчетное давление, МПа (кгс/см²) | | 1,6 (16,0) |
| Расчетная температура стенки, °С | | +16 |
| Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С | | минус 40 |
| Наименование рабочей среды | | Водонефтяная эмульсия |
| Характеристика рабочей среды | Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-91 | 2 |
| | Пожароопасность по ГОСТ 12.1.004-91 | пожароопасная |
| | Категория взрывоопасности по ГОСТ Р 51330.11-99 | взрывоопасная IIA |
| | Группа взрывоопасности по ГОСТ Р 51330.5-99 | T3 |
| Прибавка на коррозию, мм | | 2 |
| Расчетный срок службы, лет | | 20 |
| Количество, шт | | 2 |

4.2.5. Площадка насосов нефти Н-1/2 и узел учета жидкости

Нефть из буферных емкостей БЕ-1/2 откачивается проектируемыми насосами Н-1/2 в количестве 2 ед. Насосы Н-1/2 предназначены для перекачки жидкости от площадки ГУ-5 КЗ до площадки УПСВ. Процесс перекачки производится при рабочем давлении до 2,5 МПа (изб.). В качестве проектируемых насосов предусмотрены применены насосы поршневые буровые НБ50, производительностью $Q=39,6 \text{ м}^3/\text{ч}$.

На всасывающей линии насосов установлены отсечные задвижки и фильтры для очистки жидкости от механических примесей Ду150 Ру1,6 МПа, на нагнетательной линии – задвижки и обратные клапаны Ду100 Ру4,0 МПа. На всасывающей линии и нагнетания насосов Н-1/2 предусмотрено измерение давления с обеспечением блокировки работы насосов по низкому давлению на всасывающей линии. Работа насосов Н-1/2 предусматривается в режиме 1 рабочий, 1 резервный. Насосы оснащены частотно регулируемым приводом с управлением по датчику уровня в буферных емкостях БЕ-1/2.

Для измерения количества перекачиваемой нефти на выходе из площадки проектируемых насосов Н-1/2 предусмотрен узел учета жидкости, где размещен расходомер жидкости Ду100 с диапазоном расхода 30-300 $\text{м}^3/\text{ч}$, Ру=4,0 МПа.

Насосы Н-1/2 размещены на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки.

Дренаж от площадок насосов и узла учета жидкости собирается в один коллектор Ду80 и далее поступает в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1.

Технические характеристики насосов Н-1/2 представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Технические характеристики насосов Н-1/2

| Насос Н-1/2 | | |
|--------------------|-----------------------|-----------|
| Модель | - | НБ50 |
| Тип | - | поршневой |
| Производительность | $\text{м}^3/\text{ч}$ | 39,6 |
| Мощность | кВт | 50 |
| Количество | шт. | 2 |

4.2.6. Площадка газосепаратора ГС-1

Газ, отделенный в буферных емкостях БЕ-1/2, по трубопроводу Ду100 поступает в проектируемый газовый сепаратор ГС-1, предназначенный для очистки попутного нефтяного газа от свободной капельной жидкости (вода, тяжелые углеводороды и пр.), которая по трубопроводу Ду80 отводится в дренажную емкость ДЕ-1. Сепарация проводится при давлении 0,4 МПа (изб.). В качестве газового сепаратора ГС-1 принят сепаратор ГС 9-1400-М2, $V=9 \text{ м}^3$.

На выходе из газового сепаратора ГС-1 установлен регулятор давления «до себя» РД-1 Ду80, обеспечивающий поддержание нормального и повышенного давления сепарации (при нарушении потребления газа). После регулятора давления РД-1 газ подается по трубопроводу Ду100 на расходомер газа Ду40 с диапазоном расхода 100-390 $\text{м}^3/\text{ч}$ на УПСВ. Также на выходе из ГС-1 газ подается по трубопроводу Ду50 на расходомер газа Ду40 с диапазоном расхода 100-390 $\text{м}^3/\text{ч}$ в линию сброса газа на факел при Ру=1,6 МПа. Кроме того, для транспортировки топливного газа на печи подогрева П-1/2 газ через расходомер газа Ду15 с диапазоном расхода 5-24 $\text{м}^3/\text{ч}$, подается в коллектор Ду50.

Газовый сепаратор ГС-1 оборудован приборами измерения давления и сигнализатором верхнего предельного уровня жидкости в сепараторе, а также блоком предохранительных клапанов, подключенным к факельному коллектору факельной установки Ф-1. Площадка ГС-1 оборудована датчиками загазованности.

Газосепаратор ГС-1 размещен на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки. Для обслуживания установленной арматуры и оборудования КИП газовый сепаратор оснащен верхней площадкой обслуживания с лестницей.

Технические характеристики ГС-1 представлены в таблице ниже.

Таблица 10 - Технические характеристики ГС-1

| Газовый сепаратор ГС-1 | | |
|--|-------------------------------------|-----------------------------|
| Обозначение | | ГС 9-1400-M2 |
| Объем, м ³ | | 9,0 |
| Рабочее давление, МПа (кгс/см ²) | | 0,6 (6) |
| Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²) | гидравлического | 0,9 (9) |
| | пневматического | - |
| Температура стенки, °С | | 200 |
| Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С | | - 60 +100 |
| Наименование рабочей среды | | Природный газ, попутный газ |
| Характеристика рабочей среды | Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-91 | 3 |
| | Взрывоопасность | Да |
| | Пожароопасность | Да |
| Прибавка на коррозию, мм | | 2 |
| Расчетный срок службы, лет | | 20 |
| Количество, шт | | 1 |

4.2.7. Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50

Проектом предусматривается строительство площадки подземной дренажной емкости ДЕ-1, предназначенной для слива технологического дренажа, а также технологических операций сброса нефтесодержащих жидкостей с технологического оборудования ГУ-5 КЗ (печей подогрева нефти П-1/2, буферных емкостей БЕ-1/2, насосов Н-1/2, узла учета жидкости, газосепаратора ГС-1). В качестве ДЕ-1 принята подземная дренажная емкость ЕПП-16-2000-1-2, объемом V=16,0 м³.

Опорожнение дренажной емкости предусмотрено: с помощью автоцистерн, для этого линия откачки дренажной емкости оборудована присоединительным фитингом типа БРС-50; встроенным полупогружным насосом НД-1 в начало технологического цикла, то есть на вход в проектируемые печи подогрева нефти П-1/2.

Дренажная емкость оборудована приборами измерения уровня, а также свечой выветривания с установленным на ней дыхательным клапаном типа СМДК-100.

Технические характеристики ДЕ-1 представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Технические характеристики ДЕ-1

| Емкость дренажная ДЕ-1 | | |
|---------------------------|----------------|-----------------------------|
| Модель | - | ЕПП-16-2000-1-2 |
| Тип | - | подземная дренажная емкость |
| Рабочее давление | МПа | 0,07 |
| Рабочая температура среды | °С | до 80 |
| Номинальная вместимость | м ³ | 16 |
| Диаметр | мм | 2000 |
| Количество | шт. | 1 |

Технические характеристики НД-1 (НВЕ-50/50) представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9

| Насос НД-1 | | |
|---------------------------|------|-----------------------------|
| Модель | - | НВЕ-50/50 |
| Тип | - | полупогружной, центробежный |
| Производительность | м³/ч | 50 |
| Напор | м | 50 |
| Мощность электродвигателя | кВт | 18,5 |
| Количество | шт | 1 |

4.2.8. Площадка конденсатосборника К-1 с газовым расширителем

Аварийные и сервисные сбросы газа с предохранительных клапанов, а также технологического оборудования и газопровода направляются в факельный коллектор Ду100 ГУ-5 КЗ, на котором размещается конденсатосборник К-1, объемом $V=0,5\text{м}^3$, с газовым расширителем. Газовый расширитель Ду500 предназначен для снижения скорости проходящего через него потока газа, за счет чего осуществляется улавливание капельной жидкости (воды и тяжелых углеводородов) в сбрасываемом газе, которая отводится в конденсатосборник К-1. Газорасширитель и конденсатосборник – выполняются индивидуально.

Газовый расширитель оборудован приборами измерения давления, конденсатосборник - приборами измерения предельных уровней жидкости в емкости.

Факельный коллектор на входе и выходе из газового расширителя прокладывается с уклоном не менее 0,003 в сторону данного расширителя.

Конденсатосборник устанавливается - подземно. Газорасширитель – надземно, на площадке с твердым покрытием.

Обвязочные трубопроводы выполнены частично в надземном исполнении на несгораемых опорах и частично подземно.

Технологические трубопроводы и запорно-регулирующая арматура выполнены в тепловой изоляции.

Технические характеристики НД-1 (НВЕ-50/50) представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Технические характеристики НД-1 (НВЕ-50/50)

| Конденсатосборник К-1 с газовым расширителем | | |
|--|-----|-----|
| Давление рабочее | МПа | 0,1 |
| Объем | м³ | 0,5 |
| Диаметр | мм | 700 |
| Количество | шт. | 1 |

4.2.9. Площадка факельной установки Ф-1

Рабочим проектом на ГУ-5 предусмотрено направление аварийных и иных периодических сбросов с технологического оборудования ГУ-5 КЗ по трубопроводу Ду100, оснащенный огнепреградителем, на проектируемую вертикальную факельную установку Ф-1. В качестве Ф-1 принята вертикальная факельная установка СФНР-100-20, Ду100, Н=20 м.

Факельная установка состоит из факельного ствола (Ду100, Н=20 м), факельного оголовка (Ду100), дежурной горелки, оборудованной средствами контроля и розжига. Факельный ствол оборудован комплектом растяжек, обеспечивающих его устойчивость, а также комплектом лестниц и площадок обслуживания.

Расстояние от ствола факельной установки для сжигания газа до производственных и вспомогательных зданий, сооружений и наружных установок составляет не менее 100 м.

Технические характеристики Ф-1 представлены в таблице ниже.

Таблица 13 - Технические характеристики Ф-1

| Установка факельная Ф-1 | | |
|---|--------|----------------------------------|
| Модель | - | СФНР-100-20 |
| Тип | | Вертикальная факельная установка |
| Диаметр ствола/оголовка | мм | 100 |
| Высота ствола | м | 20 |
| Максимальное количество сжигаемого газа | м³/сут | до 80 000 |
| Количество дежурных горелок | шт. | 1 |

4.2.10.Площадка рампы баллонов с пропаном

Для розжига дежурной горелки при пуске факельной установки Ф-1 в работу проектом предусмотрена рампа баллонов с пропаном, установленная на огражденной территории в районе Ф-1. Рампа баллонов с пропаном выполнена в закрытом шкафном исполнении, установленном на бетонном основании.

Газ из закрепленных в рампе баллонов, пройдя комплектный редуктор давления, установленный на каждом баллоне, подается под давлением не менее 0,05-0,1 МПа (изб.) в общий газовый коллектор рампы, откуда, с расходом 5-8 нм³/ч, по трубопроводу Ду25 подводится к дежурной горелке факельной установки, где воспламеняется комплектной системой розжига факельной установки, обеспечивая источник воспламенения основного потока газа из факельного оголовка.

Основные технические характеристики рампы баллонов с пропаном представлены ниже.

Таблица 14 - Технические характеристики рампы баллонов с пропаном

| Рампа баллонов с пропаном | | |
|---------------------------|-----|---------------------------------|
| Тип | - | Шкафное исполнение на 2 баллона |
| Количество баллонов | шт | 2 |
| Марка баллона | - | 3-50-2,5-К по ГОСТ 15860-84 |
| Объем баллона | м³ | 50 |
| Давление в баллоне | МПа | 1,6 |
| Вес баллона | кг | 60 |
| Количество | шт | 1 |

4.2.11.Технологические трубопроводыКлассификация трубопроводов

Трубопроводы на площадке ГУ-5 КЗ согласно СН 527-80 классифицируются на технологические:

- нефтепроводы (до 1,6 МПа) – группа Б(б) (ЛВЖ), III категории;
- нефтепроводы (свыше 2,5 МПа) – группа Б(б) (ЛВЖ), I категории;
- газопроводы – группа Б(а) (ГГ), II категории;
- трубопроводы газового конденсата и дренажа – группа Б(б) (ЛВЖ), III категории.

Материалы

Все трубопроводы ГУ-5 КЗ изготавливаются из стальных бесшовных труб ГОСТ 8732-78. Материал - сталь В20.

Основные решения по прокладке

Межплощадочные (технологические) трубопроводы проложены в основном надземно, на низких стальных опорах.

Дренажные трубопроводы частично прокладываются надземно на площадках, в основном подземно с уклоном 0,002 в сторону ДЕ-1.

В местах поворота трасс используется способность трубопроводов к упругому изгибу либо устанавливаются стандартные крутоизогнутые или гнутые отводы.

Конструкции переходов под автодорогами предусматриваются в подземном исполнении в стальных футлярах-кожухах, для газопроводов с организацией свечей выветривания.

Сварочные работы и контроль сварных соединений

Стальные трубопроводы свариваются электродуговой ручной сваркой электродами марки Э42А по ГОСТ 9467-75, сварные швы по ГОСТ 16037-80.

Контроль сварных стыков в соответствии проводится путем:

- систематического операционного контроля в процессе изготовления и монтажа;
- внешнего осмотра сварных швов;
- проверки сплошности сварных стыков с выявлением внутренних дефектов методами неразрушающего контроля.

Объем контроля неразрушающими методами сварных стыков трубопроводов согласно СП РК 3.05-103-2014 составляет:

- для I категории - 20% от общего числа стыков;
- для II категории - 10% от общего числа стыков;
- для III категории - 2% от общего числа стыков;
- для IV категории - 1% от общего числа стыков;

По окончании монтажа трубопроводы подлежат испытанию на прочность и герметичность согласно требованиям СП РК 3.05-103-2014:

- давление испытания до 0,5МПа включительно составляет $R_{исп} = 1,5P_{раб}$, но не менее 0,2МПа,
- свыше 0,5 МПа $R_{исп} = 1,25P_{раб}$, но не менее 0,8МПа.
- давление испытания на герметичность $R_{исп} = P_{раб}$.

Продолжительность испытания трубопроводов согласно СП РК 3.05-103-2014 составляет:

- на прочность – время выдержки под испытательным давлением 10 минут, после – производится снижение давления до рабочего;
- на герметичность – время проведения испытания определяется временем осмотра трубопроводов.

Антикоррозионная защита

Антикоррозионная защита стальных трубопроводов производится в соответствии с ГОСТ 9.602-2016.

Антикоррозионное покрытие надземных участков стальных трубопроводов и запорной арматуры ГУ-5 КЗ – масляно-битумной краской в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.

Антикоррозионное покрытие подземных участков стальных трубопроводов – «усиленное» по ГОСТ 25812-2020. Состав покрытия: ГТ-760 ИН, лента «полилен» по ТУ 102-610-92 в два слоя, оберточный слой из ленты «полилен-0» по ТУ 102-611-92 в один слой.

Тепловая изоляция и электрообогрев

Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры – маты URSA марки М-25 (Г) из стеклянного штапельного волокна, без каширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-

71451657-2004. Покровный слой тепловой изоляции – лист стальной оцинкованный толщиной 0,5 мм по ГОСТ 19904-90.

Участки с замерзающими средами (дренаж, газ, вода) электрообогреваются (см раздел ЭС).

Нормативный срок службы стальных трубопроводов и арматуры составляет 15 и 20 лет соответственно.

4.2.12. Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ

Согласно заданию на проектирование, проектными решениями предусматривается нефтепровод Ду150, транспортирующий нефтегазовую смесь добывающих скважин от площадки ГУ-5 КЗ до площадки УПСВ. Протяженность нефтепровода – 4444,58 м.

Прокладка проектируемого нефтепровода выполнена в подземном исполнении из стеклопластиковых труб СПТ Ду150 Ру 5,5МПа по СТ РК 2307-2013. Глубина заложения трубопровода -1,5 м до верха трубы.

Участки проектируемого нефтепровода, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги, заключаются в защитный футляр (кожух) из труб электросварных по ГОСТ 10704-91, диаметр которых минимум на 200 мм больше наружного диаметра проектируемого трубопровода. Заглубление участков трубопровода при переходе под автомобильными дорогами составляет не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

Подключение коллектора на УПСВ производится на площадке существующего манифольда. Для перехода на стальной участок на нефтепроводе предусматривается фланцевое соединение: «Фланец Ду150 Ру4,0МПа СПТ - Фланец 150-40-11-1-В-Ст20».

При соблюдении требований и правил эксплуатации труб и фитингов из стеклопластика их средний срок службы составляет не менее 20 лет.

4.2.13. Газопровод из СПТ Ду100 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ

Согласно заданию на проектирование, проектными решениями предусматривается газопровод Ду100, транспортирующий попутный нефтяной газ от площадки ГУ-5 КЗ до узла подключения на УПСВ. Протяженность газопровода – 4434,60 м.

Прокладка проектируемого газопровода выполнена в подземном исполнении из стеклопластиковых труб СПТ Ду100 Ру 5,5МПа по СТ РК 2307-2013. Глубина заложения трубопровода -1,0 м до верха трубы, с организацией надземного уплотненной насыпи над газопроводом высотой 0,7 м и шириной у основания не менее 3 м.

Участки проектируемого газопровода, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги, заключаются в защитный футляр (кожух) из труб электросварных по ГОСТ 10704-91, диаметр которых минимум на 200 мм больше наружного диаметра проектируемого трубопровода. Для отвода газа в атмосферу в случае его утечки при разрыве газопровода на кожухе предусматривается вытяжная свеча Ду50 высотой 5 м. Согласно требованиям СП 109-34-97 вытяжная свеча устанавливается на расстоянии 25 м от подошвы земляного полотна автодорог.

Заглубление участков трубопровода при переходе под автомобильными дорогами составляет не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

По трассе газопровода на ПК26 и ПК41 предусматриваются стальные газовые расширители Ду150, предназначенные для снижения скорости проходящего потока газа, за счет чего осуществляется улавливание капельной жидкости в транспортируемом газе,

которая откачивается в автоцистерны посредством установленного БРС-50. Для замера давления откачиваемой жидкости предусматривается манометр по месту.

Подключение проектируемого газопровода, транспортирующего попутный нефтяной газ от площадки ГУ-5 КЗ, к газопроводу УПСВ предусматривается в надземном исполнении на существующем узле подключения газопровода от ГУ-2 Каратурун Морской.

Для перехода с/на стеклопластиковый участок, в точках стыковки со стальными трубопроводами, на проектируемом газопроводе предусматривается фланцевое соединение: «Фланец Ду100 Ру4,0МПа СПТ - Фланец 100-40-11-1-В-Ст20».

При соблюдении требований и правил эксплуатации труб и фитингов из стеклопластика их средний срок службы составляет не менее 20 лет.

4.2.14. Испытания промысловых трубопроводов

Проектируемый нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа от площадки ГУ-5 КЗ до УПСВ и газопровод из СПТ Ду100 Ру5,5 МПа от площадки ГУ-5 КЗ до УПСВ относятся к промысловым трубопроводам.

Согласно ВСН 51-3-85 промысловые трубопроводы в зависимости от рабочего давления, диаметра, характера транспортируемой среды, условий работы относятся:

- нефтепроводы – III класс, 1 группа, IV категория;
- газопровод – IV класс, 1 группа, IV категория.

Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 для определения качества соединений трубопровода из стеклопластика, наличия несоединенных или пропущенных участков и повреждений трубопровода применяются следующие методы неразрушающего контроля:

- визуальный контроль как внутренней части, так и внешней части трубопровода - проводится для всех типов соединений и поверхностей;
- ультразвуковой контроль - метод отражения импульса (РЕ), позволяет определить пропущенные участки и участки с недостаточным нанесением адгезионного состава;
- радиографический контроль - позволяет определить толщину слоистого покрытия и стенки трубопровода,
- акустический эмиссионный контроль - оборудование для проведения должно быть предоставлено поставщиками.

До ввода в эксплуатацию проектируемые трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность. Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 при проведении гидравлических испытаний трубопроводов из стеклопластика воду следует подавать в нижнюю точку системы, при этом необходимо обеспечить выход воздуха в верхней точке системы (например, путем ослабления фланцевых соединений). Испытательное давление следует повышать в течение 30 минут или более до предела, превышающего в 1,5 раза значение рабочего давления. При необходимости, следует установить временные опоры и ограничители.

Снижение давления при проведении испытания следует осуществлять в течение 1 часа. Дальнейшее проведение испытания на герметичность под давлением, в 1,1 раза превышающим значение рабочего давления, следует проводить, как минимум, в течение 24 часов.

По истечению установленного периода времени следует провести дополнительный контроль всей системы трубопроводов путем визуального осмотра. При этом, любые утечки или просачивания жидкости указывают на наличие дефектов, в связи с чем процедура проведения испытания должна быть приостановлена для проведения ремонтных работ, по завершению которых следует возобновить процедуру проведения испытания.

4.3 Генеральный план

Настоящим проектом предусматривается строительство групповой установки ГУ-2 КВ, в состав которой входит следующее технологическое оборудование:

- Манифольд – 1 ед.;
- Буферная емкость $V=200$ м³ (НГСВ-М-1,6-3400-I-II) – 2 ед.;
- Насос ЦНС $Q=85$ м³/ч (ZD85-67х6) (для перекачки газожидкостной смеси) – 2 ед.;
- Узел учета жидкости – 1 ед.;
- Газосепаратор $V=6,3$ м³ (НГС-0,6-1200) – 2 ед.;
- Узел выхода газа – 1 ед.;
- Факельный сепаратор $V=4,0$ м³ (ФС-1000-1-II) – 1 ед.;
- Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ-13-2ВУ1) (для ГПЭС и операторной) – 1 ед.;
- Рампа баллонов с пропаном – 1 ед.;
- Факел для аварийного сжигания газа (УФМС-150) – 1 ед.;
- Дренажная емкость (ЕП8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед.;
- Дренажная емкость (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед.;
- Газопоршневая электростанция ГПЭС $N=150$ кВт (АГП-150) (резервный источник питания) – 2 ед.;
- Операторная – 1 ед.;
- Межплощадочные трубопроводы;
- Щит станции управления и КИПиА (модульный) – 1 ед.;
- Ограждение территории по периметру;
- Надворный туалет;
- Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ;
- Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ;
- Газопровод из СВТ Ду200 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до точки врезки в районе ГУ-2 КВ;
- Прожекторные мачты с молниеотводами;
- Проектирование системы автоматизации.

Внутриплощадочные дороги и пешеходные зоны предусмотрены из утрамбованной смеси ПГС С2 по СТ РК 1549-2006.

4.3.1. Планировочные решения

Планировочные решения по генеральному плану приняты с учетом генерального плана развития и существующего положения освоения месторождения Каратурун Западный, технологических схем, перспективного и фактического расширения существующей системы сбора (нефтесборные коллекторы), расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

Настоящим рабочим проектом предусматривается строительство групповой установки ГУ-5 КЗ, в состав которой входят следующие площадки и сооружения:

- Площадка подогревателей нефти П-1/2;

- Площадка буферной емкости БЕ-1/2;
- Площадка газосепаратора ГС-1;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50;
- Узел учета жидкости;
- Узел учета газа;
- Площадка конденсатосборника К-1 с газовым расширителем;
- Площадка факельной установки Ф-1;
- Площадка рампы баллонов с пропаном;
- Межплощадочные трубопроводы;
- Операторная модульного исполнения;
- ДЭС-100кВА;
- Щит станции управления и КИПиА (модульный) - 1 ед.;
- КТПН-400 кВ - 1 ед.;
- Прожекторные мачты, совмещенные с молниеотводами;
- Надворный туалет - 1 ед.;
- Ограждение территории ГУ-5 по периметру.

Ко всем технологическим площадкам предусматриваются возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, а также для пожарных и аварийных автомобилей.

Размеры территории площадки ГУ-5 в плане составляют 70,0х45,0м.

Технико-экономические показатели ГП:

- Общая площадь территории - 616,3 га;
- Площадь условной границы проектирования - 1,43 га;
- Площадь застройки – 639,3 м²;
- Коэффициент застройки – 4,47 %.

Территория площадки ограждена забором высотой 2.2 м из металлической сетки по металлическим стойкам. Факельная установка имеет обвалование. Для въезда на площадку ГУ-5 КЗ предусмотрены распашные ворота, расположенные в южной и западной части площадки. Также предусмотрены пешеходные проходы и калитки для доступа к факельной установке.

4.3.2. Организация рельефа

Рабочим проектом предусматривается вертикальная планировка территории проектируемых площадок.

Система вертикальной планировки принята сплошная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод.

Система высот - Балтийская.

Планировка площадок предусматривается в зависимости от рельефа в выемках и насыпи. Для планировки используется привозной грунт. Отметки планировки застраиваемой территории, автодорог и площадок увязаны между собой. Способ водоотвода поверхностных вод по площадкам принят открытый.

Водоотвод поверхностных вод разработан в комплексе с вертикальной планировкой с учетом санитарных условий и требований благоустройства территории площадок.

Планировка территории площадки с учетом рельефа выполнена с уклоном от 0.003‰ до 0.010‰.

Вертикальная планировка выполнена в увязке с отметками подъездных дорог и из условия защиты от подземных вод.

В проекте представлен объем земляных работ на чертежах «План земляных масс», и организация рельефа площадок на чертежах «План организации рельефа» на чертежах марки ГП.

Расположение сооружений на площадках представлены на чертежах «Разбивочном плане» марки ГП.

4.3.3. Инженерные сети

Технологические трубопроводы запроектированы в надземном исполнении.

В местах пересечения с автодорогами, технологические трубопроводы прокладываются подземно в футлярах из стальных труб, диаметр которых на 200 мм больше наружного диаметра, а концы футляра должны выступать на 2 м в каждую сторону от подошвы насыпи. Глубина заложения до верха кожухов, не менее 1,4 м.

4.4 Объемно-планировочные решения

В данном рабочем проекте предусматривается строительство групповой установки ГУ-5 на м/р «Каратурун Западный» с основными технико-экономическими показателями. Для реализации рабочего проекта предусматривается обустройство технологических объектов, площадок и сооружений ГУ-5 КЗ.

Объемно-планировочные и конструктивные решения сооружений ГУ-5 КЗ предусмотрены в соответствии с действующими строительными нормами РК и увязаны с принятыми технологическими решениями.

Применяемые конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию сооружений.

В архитектурно-строительной части проекта предусмотрены следующие сооружения на площадке ГУ-5 КЗ:

- Площадка подогревателей нефти П-1/2;
- Площадка буферной емкости БЕ-1/2;
- Площадка газосепаратора ГС-1;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50;
- Узел учета жидкости;
- Узел учета газа;
- Площадка конденсатосборника К-1 с газовым расширителем;
- Площадка факельной установки Ф-1;
- Площадка рампы баллонов с пропаном;
- Межплощадочные трубопроводы;
- Операторная модульного исполнения;
- ДЭС-100кВА;
- Щит станции управления и КИПиА (модульный) - 1 ед.;
- КТПН-400 кВ - 1 ед.;
- Прожекторные мачты, совмещенные с молниеотводами;
- Надворный туалет - 1 ед.;
- Ограждение территории ГУ-5 по периметру.

Все сооружения приняты II степени огнестойкости.

Детальные решения по проектируемым сооружениям представлены в соответствующих разделах пояснительной записки.

4.5 Архитектурно-строительные решения

4.5.1. Площадка подогревателей нефти П-1/2

Для подогрева поступающей от существующей АГЗУ-6 на ГУ-5 КЗ нефтегазовой смеси рабочим проектом предусмотрены подогреватели нефти П-1/2 в количестве 2 ед, которые устанавливаются на площадке с твердым покрытием

Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях - 9.6х16.0м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадь застройки -161,37м².

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Для установки в проектное положение технологического оборудования печи предусмотрены сборные железобетонные дорожные плиты марки ДП-8 по ГОСТ 21924.0-84.

На площадке предусмотрены опоры под трубопроводы, принятые из металлического проката квадратного сечения по ГОСТ 30245-2012 на бетонных фундаментах. Бетон кл. С12/15. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 1,0х1,0х0,7 (h) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.2. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2

Для дегазации нефтегазовой смеси, поступающей на ГУ-5 КЗ, рабочим проектом предусмотрены буферные емкости БЕ-1/2 в количестве 2 ед.

Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 11.0х16.3м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадь застройки – 187,58м².

Покрытие площадки предусмотрено из монолитного железобетона, толщиной 150мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Под буферные емкости предусмотрены монолитные железобетонные фундаменты. Фундамент из бетона кл. С20/25, армированная сеткой по ГОСТ 23279-2012, крепление оборудования предусмотрено с помощью через анкерные болты, болт типа 1.1М24 по ГОСТу 24379.1-2012.

На площадке предусмотрены опоры под трубопроводы, технологические опоры устанавливаются на бетонные подушки с закладными деталями по Серии 3.400.2-14.93 выпуск 1. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 0,5х0,5х0,7 (h) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89.

Для обслуживания технологических установленных арматур и приборов КИП буферных емкостей, предусмотрена металлическая площадка обслуживания с лестницей.

Металлическая площадка обслуживания и лестница приняты по серии 1.450.3-7.94 вып.0, устанавливаются на буферные емкости с помощью кронштейнов. Кронштейны приняты из металлического проката швеллера по ГОСТ 8240-97 и листового проката по ГОСТ 103-2006. Ограждение площадки обслуживания высотой 1.25мм принято из стальных уголков по ГОСТ 8509-93. Металлическая стойка под площадку обслуживания принята из стальной трубы квадратного сечения по ГОСТ 30245-2012 и крепятся к площадке с помощью анкерных болтов типа 5 М12 по ГОСТу 24379.1-2012. Для доступа к площадке обслуживания предусмотрена металлическая лестница. Лестница принята по серии 1.450.3-7.94 вып.0, ограждение лестницы высотой 1.25мм принято из стальных уголков по ГОСТ 8509-93.

Также, на площадке предусмотрен переходной мостик через технологические трубопроводы. Металлическая конструкция переходного моста принята по серии 1.450.3-7.94 вып.0. Стойки под площадки приняты из металлического швеллера по ГОСТ 8240-97 с установкой на бетонные фундаменты через закладные детали серия 3.400.2-14.93 выпуск 1. Материал бетона принят кл. С12/15.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.3. Площадка газосепаратора ГС-1

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки газосепаратора ГС-1. Проектируемый газовый сепаратор ГС-1 предназначен для очистки попутного нефтяного газа от свободной капельной жидкости.

Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 7.8х11.0м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадь застройки – 91,53м².

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Фундаменты под оборудование принят из монолитного железобетона. Бетон класса С20/25, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Крепление технологических аппаратов производится с помощью анкерных болтов по ГОСТ 24379.1-2012.

Для обслуживания установленной арматуры и проборов КИП газосепаратора предусмотрена площадка обслуживания с лестницей. Металлическая площадка обслуживания, ограждение площадки и лестница приняты по серии 1.450.3-7.94 вып.0. Металлические площадки обслуживания устанавливаются на бетонные подушки с закладными деталями по серии 3.400.2-14.93 выпуск 1. Материал бетона принят кл. С12/15.

Для технологических трубопроводов предусматриваются стальные опоры, из металлического проката по бетонным фундаментам. Бетон кл. С12/15. Металлоконструкция из стали С245 по ГОСТ 27772-2021.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок с размерами 0.7х0.7х0.7 (h), который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.4. Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки насосов нефти в количестве 2 ед. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 5.0х7.5м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадь застройки – 41,34м².

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Фундаменты под насосы приняты из монолитного железобетона высотой 1,1м. Бетон класса С20/25, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Крепление насосного агрегата производится с помощью анкерных болтов по ГОСТ 24379.1-2012. Для предотвращения передачи динамических нагрузок с фундамента на площадку предусмотрен деформационный шов.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок с размерами 0.5х0.5х0.7 мм(г), который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Для технологических трубопроводов предусматриваются стальные опоры, из металлического проката по ГОСТ 30245-2012 по бетонным фундаментам. Бетон кл. С12/15. Металлоконструкция из стали С245 по ГОСТ 27772-2021.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.5. Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки дренажной емкости ДЕ-1. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 4.0х7.5м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадь застройки – 33,54м².

Покрытие площадки предусмотрено из монолитного железобетона, толщиной 150мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 8478-81.

Установка горизонтальной дренажной емкости подземная, основание предусмотрено из ПГС высотой 300 мм, с послойным уплотнением. Дренажная емкость крепится хомутами на железобетонные фундаменты с закладными деталями по серии 3.400.2-14.93. Материал бетона кл.С 20/25.

На площадке также предусмотрены опоры под технологические опоры из металлических профилей по ГОСТ 30245-2012, установленные на бетонные подушки с закладными деталями по серии 3.400.2-14.93.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, размеры приямка 0.5х0.5х0.7мм(г), приямок перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.6. Площадка конденсатосборника К-1 с газовым расширителем

Рабочим проектом предусмотрена площадка конденсатосборника К-1, объемом $V=0.5\text{ м}^3$ и газовый расширитель Р-1, Ду500 с габаритными размерами в осях 3,7х8,3м. Площадка засыпается щебнем фракции 20-40мм, толщиной 150мм.

Площадь застройки – 30,71м².

Емкость К-1 устанавливается подземно на подготовленную уплотненную подушку из ПГС, высотой 600мм. Оборудование расширителя устанавливается на сборные железобетонные блоки ФБС с закладными деталями ГОСТ 13579-2018.

На площадке предусмотрены опоры под технологические трубопроводы. Опора предусмотрена из металлических профилей. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021. Металлическая опора устанавливается на бетонные фундаменты. Фундаменты из сборных железобетонных блоков ФБС с закладными деталями.

Под фундаменты предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 100мм.

Вертикальная гидроизоляция боковых поверхности конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

4.5.7. Площадка факельной установки Ф-1

Рабочим проектом на ГУ-5 предусмотрено направление аварийных и иных периодических сбросов с технологического оборудования ГУ-5 КЗ по трубопроводу Ду100, оснащенный огнепреградителем, на проектируемую вертикальную факельную установку Ф-1. В качестве Ф-1 принята вертикальная факельная установка СФНР-100-20, Ду100, Н=20 м.

Факельная установка состоит из факельного ствола (Ду100, Н=20 м), факельного оголовка (Ду100), дежурной горелки, оборудованной средствами контроля и розжига. Факельный ствол оборудован комплектом растяжек, обеспечивающих его устойчивость, а также комплектом лестниц и площадок обслуживания.

Территория факела имеет грунтовое обвалование высотой 0.7м. Диаметр обвалования по наружной грани составляет 17,0м.

Площадь застройки – 13,8м².

Для перехода через обвалование предусмотрен металлический переходной мост. Конструкция переходного моста принята по серии 1.450.3-7.94 вып. 0-1. Стойка и лестницы устанавливаются на бетонные фундаменты с закладными деталями. Стойка принято из металлических профилей швеллера по ГОСТ 8240-97. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021. Материал бетона кл.С12/15.

Фундаменты под факельную установку и растяжки приняты из монолитного железобетона. Бетон класса С20/25, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Крепление факельной установки производится с помощью анкерных болтов по ГОСТ 24379.1-2012.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

После всех монтажных видов работ вокруг фундаментов под факел и растяжки проектом принято отсыпка щебнем из фракции 20-40 толщиной 200мм.

4.5.8. Площадка рампы баллонов с пропаном

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки рампы баллонов с пропаном. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 1.5х2.0м.

Площадь застройки - 3.0м².

Покрытие площадки запроектировано из сборных железобетонных дорожных плит ГОСТ 21924.0-84, толщиной 160мм.

Шкаф с баллонами пропана полностью металлический высотой 2,0м. Крепление шкафа баллонов к плитам осуществляется анкерными болтами по ГОСТ 24379.1-2012.

Под сборным железобетонным изделием предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.9. Газопровод из СПТ Ду100 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-5 КЗ до УПСВ

Согласно заданию на проектирование, проектными решениями предусматривается газопровод Ду100, транспортирующий попутный нефтяной газ от площадки ГУ-5 КЗ до узла подключения на УПСВ. Для отвода газа в атмосферу в случае его утечки при разрыве газопровода на кожухе предусматривается вытяжная свеча Ду50 высотой 5 м.

Под технологический трубопровод приняты опоры. Опоры выполнены из бетона с установкой закладных деталей. Материал бетона принят кл.С12/15. Закладная деталь принято по серии 3.400.2-14.93 выпуск 1.

Также, предусмотрена железобетонная вытяжная свеча, высотой 2,0м, часть конструкции заделана в грунт на 1,2м. Бетон принят кл.С12/15, армированный арматурными стержнями кл.А400 по ГОСТ 34028-2016.

Под железобетонным изделием предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.10. Операторная

Рабочим проектом предусматривается строительство здания операторной. Операторная в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 4.88х8.54м.

Площадь застройки - 44.57м².

Операторная выполнена из трех 20-футового морского контейнера. Операторная устанавливается на сборные железобетонные дорожные плиты 1П30.18 в количестве 6 штук по ГОСТ 21924.0-84. Под сборными ж/б плиты предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом толщиной 50мм,

В здании операторной предусмотрены окна металлопластиковое индивидуального изготовления, а также двери по ГОСТ 31173-2003, ГОСТ 6629-88. Стены, перегородки и потолок утепляются пожара безопасной минеральной ватой толщиной 60мм, внутренняя отделка стен предусмотрена из ламинированных плит из ДСП по деревянной обрешетке.

Архитектурно-строительные решения представлены на чертеже № БН-КЗ-014-АС, листы 14.1, 14.2, 14.3, 14.4, 14.5, 14.6.

4.5.11.Площадка ДЭС-100кВА

Проектируемая площадка блока ДЭС имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 1.0х2.75м.

Площадь застройки – 6,12м².

Покрытие площадки запроектировано из сборных железобетонных дорожных плит ДП-8, толщиной 160мм. Под площадкой (плит) предусмотрен выравнивающий слой толщиной 30 мм из цементно-песчаной смеси по подготовке из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50мм.

Архитектурно-строительные решения представлены на чертеже № БН-КЗ-003-АС.

4.5.12.Площадка КТПН-400 кВ

Комплектная трансформаторная подстанция устанавливается на площадке с размерами в плане 2.6х3.6м.

Площадь застройки – 13.32 м².

КТПН полной заводской готовности, устанавливается на фундаментные блоки ФБС по ГОСТ 13579-78.

Под сборными железобетонными конструкциями ФБС предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 100мм.

Предусмотрена засыпка площадки из щебня фракции 20-30мм.

4.5.13.Надворный туалет

Рабочим проектом предусматривается строительство надворного двух очкового туалета, расположенного на территории ГУ-5.

Проектное положение здания в плане с размерами в осях 3.2м х3.4м х2,8м(н) с проектируемой выгребной ямой с задней стороны здания.

Площадь застройки – 12.17 м².

Конструкция надворного туалета на два очка предусмотрена со стенами из камня-ракушечника по ГОСТ 4001-2013 с общей толщиной 250мм на цементно-песчаном растворе. Основанием пола здания является монолитная железобетонная плита, класс бетона С20/25, армированный стержнями кл. А400 по ГОСТ 34028-2016.

Выгребная яма предусмотрена с железобетонными стенами и дном толщиной 200мм, бетон кл. С20/25, армированный стержнями кл. А400 по ГОСТ 34028-2016. Для сбора и вывоза стоков предусмотрена металлическая крышка.

Кровля предусмотрена односкатная из профилированных листов по обрешетке из доски. Каркас кровли из деревянных обрезных пиломатериалов. Потолок предусмотрен подвесной из пластиковых ПВХ панели типа "HDM", по металлическим профилям. Покрытие пола предусмотрена из керамической плитки на цементно-песчаной стяжке. Внутренняя отделка здания - штукатурка цементно-песчаным раствором, покраска водоэмульсионной краской. Наружная отделка фасада - декоративная штукатурка.

Дверь наружная стальная индивидуального изготовления.

Для доступа в уборную предусмотрена бетонная конструкция крыльца, примыкающая к зданию. Крыльцо из бетона кл. С12/15, армированного рулонной сеткой 5Вр по ГОСТ 8478-81.

По периметру расширяемой части здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 700мм. Бетон кл. С12/15.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 50мм.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазать горячим битумом БН70-/30 за два раза по грунтовке.

4.5.14. Фундамент под ветроуказатель

Рабочим проектом предусмотрена установка ветроуказателя на участке ГУ-5. Монолитный железобетонный фундамент принят из бетона кл. С12/15, армированного сеткой по ГОСТ 23279-2012. Конструкция ветроуказателя заводского исполнения крепится к фундаменту с помощью анкерных болтов типа 5 по ГОСТ 24379.1-2012. Под фундаментом предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 100мм.

Площадь застройки – 0,25 м².

Вертикальная гидроизоляция боковых поверхности конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Материал монолитно железобетонных конструкций бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.5.15. Межплощадочные опоры

Рабочим проектом предусматривается строительство межплощадочных опор под технологические трубопроводы и эстакады. Для технологических трубопроводов предусматриваются опоры. Опоры запроектированы из металлических прокатов. Опоры устанавливаются на фундаменты с закладными деталями по серии 3.400.2-14.93 выпуск 1. Рамы и балки для кабельной конструкции приняты из квадратных профилей по ГОСТ 30245-2012.

Металлоконструкция из стали С245 по ГОСТ 27772-2021.

Фундаменты под опоры трубопроводов и эстакады приняты из монолитного железобетона класса С12/15, армированного сеткой ГОСТ 23279-2012.

Межплощадочные низкие опоры предусмотрены из металлического проката, установленные на железобетонную площадку с помощью закладных деталей по Серии 3.400.2-14.93 выпуск 1.

Под железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 100мм.

4.5.16. Ограждение территории ГУ-5

Рабочим проектом предусмотрено металлическое ограждение территории ГУ-5 КЗ.

Ограждение состоит из сетчатых панелей по металлическим столбам высотой 2,2 м, по серии 3.017-1 выпуск 2 «Ограждения площадок и участков предприятий, зданий и сооружений». Оградительные панели крепятся на стойки. Стойки выполнены из труб круглого сечения по ГОСТ 8732-78 замоналиченные в грунт, бетоном кл. С12/15 высотой 650 мм.

Для проезда транспорта предусматриваются ворота, также для прохода пешеходов предусматриваются отдельные калитки по серии 3.017-1 выпуск 5, ворота крепятся на стойки. Стойки выполнены из труб по ГОСТ 8732-78, замоналиченные в грунт, бетоном С12/15 высотой 0,750мм.

Под проектируемыми бетонными конструкциями принята подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 50мм.

Вертикальная гидроизоляция боковых поверхности конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Материал бетонных конструкций бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

4.6 Электроснабжение

Для электроснабжения проектируемых потребителей в разделе ЭС предусмотрены проектные решения по строительству:

- воздушной линии электропередачи ВЛ-6 кВ "КВ-1" протяженностью 220 м.

Конструкция и условия использования воздушной линии электропередачи ВЛ-6 кВ "309" приняты по типовой серии 3.407.1-143 "Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ. Опоры на базе железобетонных стоек длиной 10,5м. Рабочие чертежи". В проекте принята подвеска сталеалюминиевых проводов типа АС 50/8. Расчетный пролет проводов принят равным 50 м в соответствии с климатическими условиями района строительства. Для предотвращения гибели птиц на промежуточных опорах ВЛ запроектированы траверсы с дополнительными изоляторами. Переходы проектируемой ВЛ-6 кВ через существующие автомобильные дороги выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан с использованием переходных опор по типовой серии 3.407.1-143 "Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ. Выпуск 5. Железобетонные опоры для пересечений с инженерными сооружениями. Рабочие чертежи".

Для приведения уровня напряжения 6 кВ к уровню 0,23/0,4 кВ, необходимого для электроснабжения конечных потребителей проектом предусматривается строительство комплектной трансформаторной подстанции КТПН 400/6/0,4кВ. Подстанция принята полной заводской готовности, производства Республики Казахстан. Фундамент и сетчатое ограждение подстанции разработано в разделе АС.

Для возможности производства оперативных переключений, концевые опоры ВЛ-6 кВ оборудованы воздушными разъединителями РЛК-КЭ-16-6IV/400 УХЛ1 с приводом ПР-01-7.

Ввод высокого напряжения 10кВ осуществляется от существующие ВЛ-6 кВ с угловой опоры 49 от отпайки ВЛ-6кВ (РП-3/4-КРУН 10В до скважины КМ-2).

В связи с высокой степенью агрессии грунтов и грунтовых вод ж/б стойки должны изготавливаться из сульфатостойкого портландцемента. Все металлические и ж/б части опор, находящиеся в грунте, покрываются битумной гидроизоляцией за 2 раза (у стоек гидроизоляция производится до высоты не менее 0,5м над поверхностью земли). Все металлические части опор окрашиваются масляной краской.

Рабочим проектом предусматривается электроснабжение вновь вводимых нижеследующих потребителей:

1. Электродвигатель насосов перекачки нефти Н-1/2, установочная/расчетная мощность составляет 37/29,6 кВт - 2 единицы (1 рабочий, 1 резервный).
2. Шкаф силовой ШР-1 в операторной, установочная/расчетная мощность составляет 23,9/20,5 кВт.
3. Шкаф управления электрообогревом ШУЭО-1 ГУ-5 КЗ, установочная/расчетная мощность составляет 8,46/7,86 кВт.
4. Насос дренажной емкости ДЕ-1, установочная/расчетная мощность составляет 18,5/14,8 кВт.

Электроснабжение вновь вводимых потребителей месторождений Каратурун Западный осуществляется от проектируемой КТПН400-6/0,4кВ. В качестве резервного

источника электропитания предусматривается дизель-генератор ДЭС-150кВА, мощностью 120кВт.

Общая установленная мощность проектируемых электроустановок на ГУ-5 КЗ составляет 127,9 кВт, расчетная мощность 75,8 кВт.

Категория по надежности электроснабжения – II.

Представленные данные по проектируемым нагрузкам являются основанием для принятия принципиальных проектных решений по системе электроснабжения.

4.3.1. Автоматизация технологических процессов

Для обеспечения управления технологическим процессом ГУ-5 КЗ рабочим проектом предусмотрено применение автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее АСУТП).

АСУТП ГУ-5 КЗ выполняет функции контроля и управления основным и вспомогательным оборудованием ГУ-5 КЗ. АСУТП предусмотрена централизованной, с обеспечением единого подхода к формированию принципов контроля и управления всем оборудованием, предусматривающим единые форматы отображения данных и принципов организации интерфейса управления автоматизированного рабочего места (далее АРМ) оператора.

АСУ ТП выполняет функции:

- контроля, управления ТП;
- обнаружения аварийных ситуации и управления блокировками оборудования;
- контроля обнаружения загазованности (СГ).
- контроля и управления комплектными установками.

Для организации системы управления и контроля всем технологическим процессом на территории установки предусмотрено:

- Здание операторной;
- Местные панели управления (МПУ) комплектными установками.

Рабочим проектом предусмотрено включение в АСУ ТП комплекса программно-технических средств (КТС), состоящего из:

- Верхнего уровня – для оперативного диспетчерского контроля и управления технологическими процессами на основе серверов и персональных компьютеров.
- Среднего уровня – для программно-логического управления технологическим процессом по заданным алгоритмам на основе программируемых контроллеров и устройств связи с объектом (УСО).
- Системы питания для системных компонентов и размещенных на площадке контрольно-измерительных приборов;
- Полевого уровня – полевые средства автоматизации: датчики, позиционные и аналоговые исполнительные механизмы.

4.3.2. Схема электроснабжения

Для электроснабжения вновь проектируемого оборудования на площадке групповой установки ГУ-5 КЗ предусматривается от проектируемой КТПН-400-6/0,4кВ. А также в качестве резервного источника электропитания предусматривается установка дизель-генератора ДЭС-150кВА, мощностью 120кВт.

КТПН-400-6/0,4кВ предусматривается с двумя вводами с/на общую систему шин, один – рабочий, в качестве которого выступает основная сеть от ВЛ-6кВ, второй – резервный от дизель-генератора ДЭС-150кВА.

В рабочем проекте предусматривается подключение проектируемого дизель-генератора ДЭС-150кВА через АВР, встроенный в КТПН-400/6/0,4кВ.

Защита потребителей и линий электропередач от перегрузок и коротких замыканий выполнена с использованием плавких предохранителей и автоматических выключателей.

Все электрооборудование на проектируемом объекте выбирается в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности. Характеристика объектов по категориям производства и классам взрыво- и пожароопасности представлена в технологическом разделе проекта.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на площадке выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Технические характеристики этого оборудования определяются его назначением, условиями безопасности в эксплуатации, надежностью в работе, удобством в обслуживании, доступностью запасных частей, необходимым резервом, экономической целесообразностью, опытом применения на аналогичных объектах.

Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от -40°C до +45°C. Степень защиты оборудования по ГОСТ 15254-80 должна быть не ниже IP55, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1, при установке под навесом – УХЛ2. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях в невзрывоопасных зонах, степень защиты принимается не ниже IP31. Во взрывоопасных зонах в помещениях степень защиты электрооборудования, не искрящего и не подверженного нагреву выше 80°C, должна быть не ниже IP54. Климатическое исполнение и категория размещения для оборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах в закрытых помещениях, приняты УХЛ3 для неотапливаемых помещений и УХЛ4 – для отапливаемых.

Для электрооборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ принят соответствующий уровень взрывозащиты – в зависимости от класса взрывоопасной зоны и вид взрывозащиты – в зависимости от категории и группы взрывоопасной смеси, для которой оно предназначено.

Выбранное, в соответствии с перечисленными критериями, электрооборудование размещается на данных площадках.

Для распределения электроэнергии на территории площадки ГУ-5 предусматривается прокладка силовых распределительных электросетей напряжением 0,4 кВ. Рабочим проектом предусматривается кабельная эстакада, а также подземная прокладка кабелей.

На площадке ГУ-5 рабочим проектом предусмотрено строительство площадки центробежных насосов Н-1/2 (2ед.), управление осуществляется с помощью ЧРП (частотно-регулируемых электроприводов).

Электрический обогрев технологических трубопроводов от замерзания запроектирован с использованием саморегулируемых греющих кабелей и прочего оборудования компании "Raychem". Управление температурой обогреваемых поверхностей - автоматическое с использованием термостатов. Шкафы управления электрическим обогревом размещены на территории строительства вне взрывоопасных зон технологического оборудования.

Электрообогрев с использованием саморегулирующего кабеля обеспечивает равномерный обогрев трубопроводов, поддерживая заданную температуру продукта, требуемого технологическим процессом. Система управления обогревом обеспечивает высокую точность уровня поддерживаемой температуры и обеспечивает экономию электроэнергии за счет автоматического регулирования мощности в зависимости от температуры поверхности трубопроводов.

Монтаж устройств электрообогрева необходимо выполнять в соответствии с техническими указаниями завода-изготовителя.

Рабочим проектом предусматривается освещение площадки ГУ-5, мачты освещения со светодиодными светильниками. В рабочем проекте применены мачты освещения на базе железобетонных опор серии СВ-105, прожекторы предусмотрены марки LEADER LED 200W. Размещение мачт освещения показано на чертежах планов соответствующих площадок в графической части рабочего проекта.

В рабочем проекте предусматривается установка шкафа управления освещением, размещённого в операторной. Управление светильниками наружного освещения - автоматизированное с использованием фотореле и датчиков освещенности.

Осветительная электроустановка наружного освещения обеспечивает требуемое нормированное освещение, которое обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования.

На участках площадок строительства размещается технологическое оборудование, создающее взрывоопасные зоны класса В-1г в соответствии с классификацией ПУЭ. План расположения взрывоопасных зон приведен в графической части проекта.

4.3.3. Кабельные сети и электропроводки

Для подключения потребителей объекта предусматривается проложить силовые питающие и распределительные кабельные сети напряжением 0,4 кВ. Трассы кабельных линий представлены на чертеже.

Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности. Сечения всех проводников к электродвигателям, находящихся во взрывоопасных зонах, должны допускать длительную нагрузку не менее 125% номинальной.

Для всех проводников выполняется проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и после аварийном режимах.

Для нормального режима - напряжение не должно превышать 5% от номинального напряжения.

Падение напряжения для электродвигателей при пуске не должно превышать 20% от номинального.

Все силовые, осветительные и контрольные кабели приняты с медными многожильными проводниками.

Минимальное сечение жил силовых и осветительных электропроводок принимается 1,5 мм². Для цепей контроля и сигнализации сечения жил определяются конструктивными параметрами применяемых в этих сетях кабелей и проводов.

Все кабельные линии защищены от коротких замыканий установленными в распределительных устройствах и ящиках управления автоматическими выключателями с токовой отсечкой и максимальной токовой защитой.

При подземной прокладке в траншеях кабели укладываются на песчаную постель и засыпаются сверху песком. На участках с движением автотранспорта и на пересечениях с

автодорогами подземные кабели защищаются трубами. На открытых участках прокладки при подходе к оборудованию кабели защищаются металлическими трубами на высоту до 150 мм над полом, а далее прокладываются в гибких вводах.

Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Сечения жил кабелей и проводов выбраны по номинальным токам с учетом потерь напряжения, тока короткого замыкания в цепи для обеспечения устойчивости проводников от короткого замыкания и надежного отключения защитой поврежденных участков сети.

Транспорт электроэнергии по площадке ГУ-5 предусматривается по кабельным эстакадам и в земле в траншее. Для прокладки в земле в траншее и в условиях взрывоопасных зон технологического оборудования использованы кабели в бронированном исполнении. Кабельные линии прокладываются скрыто в земле в траншее на глубине 0,7 м от планировочной отметки площадки; конструкцию кабельной эстакады смотри в разделе АС.

В местах возможного повреждения, пересечения с автотранспортом и инженерными сетями силовых кабелей, последние дополнительно защищены ПВХ трубой "РУВИНИЛ".

4.3.4. Испытания промысловых трубопроводов

Проектируемый нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ, нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ и газопровод из СВТ Ду200 Ру5,5 МПа от ГУ-3 КСВ до точки врезки в районе ГУ-2 КВ относятся к промысловым трубопроводам.

Согласно ВСН 51-3-85 промысловые трубопроводы в зависимости от рабочего давления, диаметра, характера транспортируемой среды, условий работы относятся:

- нефтепроводы – III класс, 1 группа, IV категория;
- газопровод – II класс, 1 группа, III категория.

До ввода в эксплуатацию проектируемые трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность. Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 при проведении гидравлических испытаний трубопроводов из стеклопластика воду следует подавать в нижнюю точку системы, при этом необходимо обеспечить выход воздуха в верхней точке системы (например, путем ослабления фланцевых соединений). Испытательное давление следует повышать в течение 30 минут или более до предела, превышающего в 1,5 раза значение расчетного давления. При необходимости, следует установить временные опоры и ограничители.

Снижение давления при проведении испытания следует осуществлять в течение 1 часа. Дальнейшее проведение испытания на герметичность под давлением, в 1,1 раза превышающим значение расчетного давления, следует проводить, как минимум, в течение 24 часов.

По истечению установленного периода времени следует провести дополнительный контроль всей системы трубопроводов путем визуального осмотра. При этом, любые утечки или просачивания жидкости указывают на наличие дефектов, в связи с чем процедура проведения испытания должна быть приостановлена для проведения ремонтных работ, по завершению которых следует возобновить процедуру проведения испытания.

Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 для определения качества соединений трубопровода из стеклопластика, наличия несоединенных или пропущенных участков и повреждений трубопровода применяются следующие методы неразрушающего контроля:

- визуальный контроль как внутренней части, так и внешней части трубопровода - проводится для всех типов соединений и поверхностей;
- ультразвуковой контроль - метод отражения импульса (РЕ), позволяет определить пропущенные участки и участки с недостаточным нанесением адгезионного состава;
- радиографический контроль - позволяет определить толщину слоистого покрытия и стенки трубопровода,
- акустический эмиссионный контроль - оборудование для проведения должно быть предоставлено поставщиками.

4.7 Специальные защитные мероприятия

Под основанием сборных и монолитных железобетонных изделий выполнить подготовку из щебня, марки прочности М800, фракции 10-20, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 50мм, 100мм.

Боковые поверхности ж/бетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Бетонные конструкции выполнить из бетона С12/15, С/20/25 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, марка по морозостойкости F150.

Металлоконструкции изготовить из стали С245 по ГОСТ 27772-2021.

Металлические элементы окрасить двумя слоями эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-76* по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию произвести в соответствии с ГОСТ 9.402-2004.

Сварку производить электродами типа Э42 по ГОСТ 9467-75. Толщину сварных швов, кроме особо оговоренных, принимать по наименьшей толщине свариваемых элементов.

Контроль сварных швов – визуальный осмотр и измерение.

Листовой прокат закладных деталей выполнить из стали ВСтЗпс6.

Закладные детали окрасить двумя слоями эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-76* по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020.

Все работы по антикоррозийной защите должно производиться по СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Антисейсмические мероприятия

Антисейсмические мероприятия решены в соответствии со СН РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических районах».

Проектируемые объекты расположены на участке сейсмичностью 6 баллов, тип грунтовых условий по сейсмическим свойствам - III. Исходя из этого, в проекте предусматриваются следующие антисейсмические мероприятия:

- основные нагрузки воспринимаются на монолитные столбчатые фундаменты;
- монолитные железобетонные конструкции усилены дополнительным армированием.

Класс ответственности зданий и сооружений по назначению согласно таблице 7.2 СН РК 2.03-30-2017 – I.

5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

5.1 Характеристика климатических условий, необходимых для оценки воздействий намечаемой деятельности

Результаты измерения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ по точкам отбора проб согласно Отчета по производственному экологическому контролю за 1 квартал 2025 года, показал что, концентрации диоксида азота, оксида углерода, диоксида серы и взвешенных веществ на границе СЗЗ месторождения были ниже предела.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась в соответствии с «Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.

Санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха в 1-м квартале 2025 года показала, что в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны месторождения Каратурун Восточный, максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) ни по одному из определяемых ингредиентов.

5.2 Характеристика современного состояния воздушной среды

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристика.

Общая оценка загрязнения атмосферы. По данным из информационного бюллетеня о состоянии окружающей среды РГП Казгидромет за 2023 год, уровень загрязнения атмосферного воздуха города оценивался низкий, он определялся значениями СИ=1 и НП =0% (низкий уровень).

*Согласно РД если ИЗА, СИ и НП попадают в разные градации, то степень загрязнения атмосферы оценивается по ИЗА. Средние концентрации не превышали предельно допустимой нормы.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха по сравнению с 2019 годом не изменился.

В целом по городу средние концентрации озона составили 2,2 ПДКс/с, содержание других ЗВ – не превышало ПДК. Максимально-разовая концентрация взвешенных частиц (пыль) составила 2,0 ПДКм.р., сероводорода - 3,5 ПДКм.р., остальные загрязняющие вещества не превышали ПДК.

Казахстанским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом произведено районирование территории Республики Казахстан, с точки зрения благоприятности отдельных ее районов для самоочищения атмосферы от вредных выбросов, в зависимости от метеоусловий. В соответствии с ним территория Республики Казахстан поделена на пять зон.

Район проектируемых работ находится в зоне III со значением очень повышенного потенциала загрязнения атмосферы, т.е. климатические условия для рассеивания вредных веществ в атмосфере являются удовлетворительными.

Для района проведения работ характерно наличие частых ветров. Благодаря этому, а также достаточной удаленности исследуемой территории от промышленного района воздушная среда не подвержена техногенному загрязнению и обладает высоким потенциалом к самоочищению.

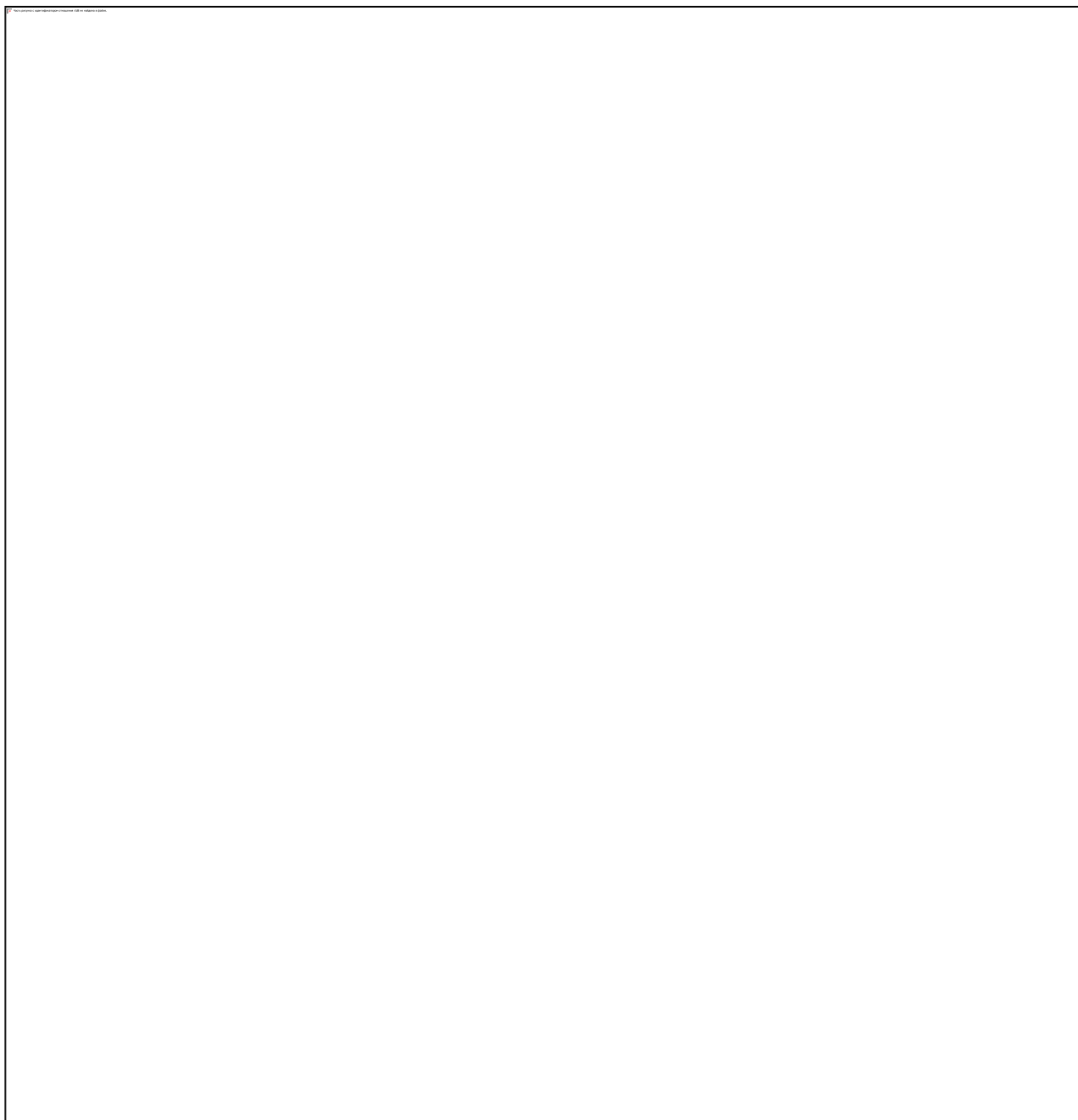


Рисунок 4 - Распределение значений потенциала загрязнения атмосферы для территории РК

3.2. Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем

перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться "потолок", который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов.

Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон. Изучаемый нами район относится к IV зоне с высоким ПЗА.

Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице.

Таблица 15- Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

| Наименование характеристик | Величина |
|--|----------|
| 1 | 2 |
| Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А | 200 |
| Коэффициент рельефа местности в городе | 1 |
| Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С | 29,4 |
| Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С | -3 |
| Среднегодовая роза ветров, % | |
| | |
| С | 17 |
| СВ | 12 |
| В | 15 |
| ЮВ | 19 |
| Ю | 7 |
| ЮЗ | 6 |
| З | 10 |
| СЗ | 14 |
| Среднегодовая скорость ветра, м/с | 3,7 |
| Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с | 13 |

Таким образом, природно-климатические условия контрактной площади характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. На всей территории данного района дуют

сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления, которые зимой сдувают снег с поверхности возвышенных частей рельефа и летом поднимают пыльные бури.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице, среднегодовая роза ветров на рисунке.

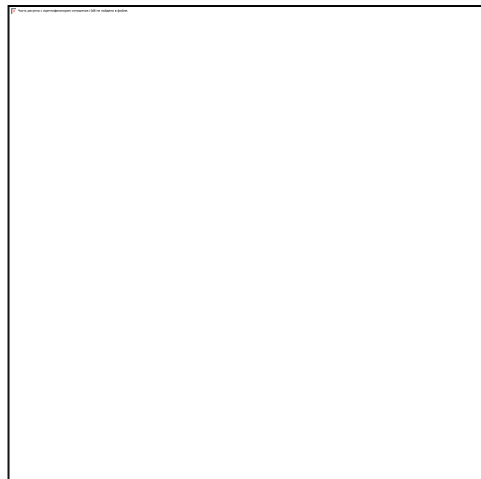


Рисунок 5 - Среднегодовая роза ветров

5.3 Источники выбросов вредных веществ в атмосферу от запроектированного оборудования.

В соответствии с утвержденной технологической схемой источниками вредных выбросов в атмосферу является следующее:

- легкие фракции углеводородов от технологического оборудования (ЗРА и ФС скважины и т.д.);
- пыли неорганической при строительных работах;
- выбросы вредных веществ при работе автотранспорта;
- ВХВ при сварочных работах.
- ВХВ при покрасочных работах.
- ВХВ при механической обработке металла.

В данном разделе рассмотрено воздействие на атмосферный воздух от проектируемого объекта. Источники выделения вредных веществ в атмосферу на данной площадке предусматриваются в период проведения строительных работ, и в период эксплуатации.

В соответствии с утвержденной технологической схемой источниками вредных выбросов в атмосферу является следующее технологическое оборудование:

1. Выбросы при строительных работах проектируемого объекта.

Продолжительность строительства объектов согласно проектным решений составит 8,0 месяцев. В период строительства количество персонала предположительно составит – 26 человек.

Основными прямыми и косвенными техногенными факторами воздействий на этапе строительства будут работы связанные со строительством объектов, передвижение техники и т.д.

Этап строительных работ.

Всего на период проведения строительных работ ориентировочно выявлено **17 источников выбросов** загрязняющих веществ в атмосферу, из которых:

- Организованных источников - **4 ед**;
- Неорганизованных источников - **13 ед**.

На этапе строительства источникам выбросов присвоены четырехразрядные номера: для организованных источников с 1001, для неорганизованных начиная 7001.

а) Организованные источники при строительных работах:

- Источник № 1001 - Котел битумный;
- Источник № 1002 - Дизельный компрессор;;
- Источник № 1003 - Дизельный сварочный агрегат ;
- Источник № 1004 - Дизель-электростанция.

б) Неорганизованные выбросы при строительных работах:

- Источник № 7001 – Планировка участка;
- Источник № 7002 – Транспортировка материала (щебня, грунт и песка);
- Источник № 7003 - Разгрузка привозного материала;
- Источник № 7004 – Рытье траншей;
- Источник № 7005 – Обратная засыпка грунта ;
- Источник № 7006 – Разработка материала (щебня, грунт и песка);
- Источник № 7007 - Битумные работы ;
- Источник № 7008 - Сварочные работы ;
- Источник № 7009 – Сварка СПТ
- Источник № 7010 – Формирование полотна подъездных путей;
- Источник № 7011 – Устройство покрытия;
- Источник № 7012 - Покрасочные работы ;
- Источник № 7013 – Автотранспорт на дизтопливе и бензине.

Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от стационарных источников при строительстве проектируемого объекта, составит 5,19648 г/сек или 0,59191 т/период.

Выброс от автотранспорта составляет 0,98776 г/сек или 0,91251 т/период. Выбросы от автотранспорта не нормируются.

В атмосферу будут выбрасываться вещества 18-и наименований.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при СМР от стационарных источников, представлен в таблице.

Таблица 16 - Перечень загрязняющих веществ, выделяемых в атмосферный воздух на период СМР

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ПДКм.р, мг/м3 | ПДКс.с., мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс оп-ти | Выброс вещества, г/с | Выброс вещества, т/год, (М) |
|--------|---|---------------|----------------|-------------|-------------|----------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | 0,04 | | 3 | 0,03177 | 0,019465 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0,01 | 0,001 | | 2 | 0,001456 | 0,001303 |
| 0203 | Хром /в пересчете на хром (VI) оксид/ (Хром шестивалентный) (647) | | 0,0015 | | 1 | 0,000167 | 0,000123 |

| | | | | | | | |
|------|---|------|----------|-----|---|----------------|----------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,2 | 0,04 | | 2 | 0,187017 | 0,13825 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,4 | 0,06 | | 3 | 0,030288 | 0,022347 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,15 | 0,05 | | 3 | 0,01629 | 0,01188 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,5 | 0,05 | | 3 | 0,02781 | 0,01817 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 5 | 3 | | 4 | 0,191883 | 0,13173 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0,02 | 0,005 | | 2 | 0,00025 | 0,000375 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые | 0,2 | 0,03 | | 2 | 0,0017 | 0,002093 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,2 | | | 3 | 0,26208 | 0,0395 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0,000001 | | 1 | 0,000000316 | 2,135E-07 |
| 0827 | Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646) | | 0,01 | | 1 | 0,00022 | 0,00016 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,05 | 0,01 | | 2 | 0,00316 | 0,00233 |
| 2752 | Уайт-спирит (1294*) | | | 1 | | 0,01854 | 0,02605 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 1 | | | 4 | 0,126 | 0,05973 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | 0,5 | 0,15 | | 3 | 2,34375 | 0,01688 |
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,3 | 0,1 | | 3 | 1,510507 | 0,14558 |
| | ВСЕГО: | | | | | 4,75289 | 0,63597 |
| | Передвижные источники | | | | | | |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,2 | 0,04 | | 2 | 0,04356 | 0,17288 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,4 | 0,06 | | 3 | 0,00708 | 0,00752 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,15 | 0,05 | | 3 | 0,02979 | 0,06836 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,5 | 0,05 | | 3 | 0,03956 | 0,08821 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 5 | 3 | | 4 | 0,72222 | 0,44292 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0,000001 | | 1 | 8,09E-07 | 1,41E-06 |
| 2732 | Керосин (654*) | | | 1,2 | | 0,08889 | 0,00032 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (10) | 1 | | | 4 | 0,05667 | 0,13230 |
| | ВСЕГО: | | | | | 0,98776 | 0,91251 |

2. Выбросы при эксплуатации проектируемого объекта

Этап эксплуатации объекта.

Всего на площадке в период эксплуатации выделено 20 источников загрязнения атмосферы:

- источники организованного выброса – 8 единиц;
- источники неорганизованного выброса – 12 единиц

На этапе эксплуатации источникам выбросов присвоены четырехразрядные номера: для организованных источников с 0401, для неорганизованных источников, начиная с 6401.

Организованные выбросы:

- Источник №4001 – Печь подогрева нефти П-1;
- Источник №4002 – Продувочная свеча печи;
- Источник №4003 – Печь подогрева нефти П-2;
- Источник №4004 – Продувочная свеча печи;
- Источник №4005 – Буферная емкость ;
- Источник №4006 – Буферная емкость (резерв);
- Источник №4007 – ДЭС-100;
- Источник №4008 – Дренажная емкость ДЕ-1

Неорганизованные выбросы:

- Источник №6401 – Газосепаратор;
- Источник №6402 – Конденсатосборник
- Источник №6403 – Насосы НБ-50;
- Источник №6404 – Площадка печей подогревателей нефти (ЗРА и ФС);
- Источник №6405 – Площадка газосепаратора (ЗРА и ФС);
- Источник №6406 – Площадка нефтепровода (ЗРА и ФС);
- Источник №6406 – Площадка газопровода (ЗРА и ФС);
- Источник №6407 – Площадка нефтепровода (ЗРА и ФС);
- Источник №6408 – Площадка дренажных емкости (ЗРА и ФС);
- Источник №6409 – Площадка буфер. емкости (ЗРА и ФС);
- Источник №6410 – Площадка нефтяных насосов (ЗРА и ФС);
- Источник №6411 – Узел учета нефти;
- Источник №6412 – Узел учета газа

Количество загрязняющих веществ 15 наименований, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации проектируемого объекта, составит – **5,8369 г/сек** или **183,1871 т/год**;

Перечень загрязняющих веществ (ЗВ), выбрасываемых в атмосферу при проведении проектируемых видов работ на этапе эксплуатации с указанием класса опасности, максимально-разовой и среднесуточной предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по классификации Минздрава, представлен в таблице.

Таблица 17 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период эксплуатации

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ПДКм.р, мг/м3 | ПДКс.с., мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс оп-ти | Выброс вещества, г/с | Выброс вещества, т/год, (М) |
|--------|---|---------------|----------------|-------------|-------------|----------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,2 | 0,04 | | 2 | 1,13599 | 30,55071 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,4 | 0,06 | | 3 | 0,184602 | 4,96449 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,15 | 0,05 | | 3 | 0,197224 | 5,87245 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,5 | 0,05 | | 3 | 0,03333 | 0,22714 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0,008 | | | 2 | 0,00184 | 0,07668 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 5 | 3 | | 4 | 0,355554 | 6,96271 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | 50 | | 2,955661 | 97,251985 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | | 30 | | 0,867009 | 35,813188 |
| 0602 | Бензол (64) | 0,3 | 0,1 | | 2 | 0,01122 | 0,46319 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0,2 | | | 3 | 0,00689 | 0,28613 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0,6 | | | 3 | 0,00369 | 0,15058 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0,000001 | | 1 | 0,000000333 | 0,0000025 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,05 | 0,01 | | 2 | 0,00333 | 0,02271 |

| | | | | | | | |
|------|--|---|--|--|---|----------------|------------------|
| 2754 | Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 1 | | | 4 | 0,08056 | 0,54513 |
| | В С Е Г О : | | | | | 5,83690 | 183,18710 |

5.4. Обоснование данных о выбросах вредных веществ

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ по каждому источнику проведены их расчеты. Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу производились на основании:

- технических характеристик примененного оборудования;
- материального баланса технологического процесса.

Расчет выбросов загрязняющих веществ проводился в соответствии со следующими утвержденными в Республике Казахстан нормативно методическими документами:

Параметры выбросов загрязняющих веществ приняты в соответствии с данными рабочего проекта и занесены в таблицы. Карта-схема расположения источников выбросов ВВ при строительстве и эксплуатации объектов обустройства на месторождении представлена на рисунке 3.

Таблица 18 - Параметры выбросов загрязняющих веществ на период строительства

| Пр-во | Источник выделения загрязняющих веществ | | Число часов работы в году | Наименование источника выброса вредных веществ | Номер источника выбросов на карте-схеме | Высота источника выбросов, м | Диаметр устья трубы, м | Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке | | | Координаты источника на карте-схеме,м | | | | Наименование газоочистных уст-к, тип и мероприятия по сокращению выбросов | Вещество, по которому производится газоочистка | Коэффициент обесп-ти газоочисткой, % | Средне-экспл. степень очистки/максим. степень очистки, % | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы загрязняющего вещества | | | Год достижения ПДВ |
|-------|---|-------------|---------------------------|--|---|------------------------------|------------------------|---|-------------------|-----------------------|--|----|--------------------------------|----|---|--|--------------------------------------|--|--------|---|--------------------------------|----------|----------|--------------------|
| | | | | | | | | | | | точ.ист, /1-го конца линейного источника | | 2-го конца линейного источника | | | | | | | | г/с | мг/нм3 | т/год | |
| | Наименование | Кол-во, шт. | | | | | | Скорость, м/с | Объем смеси, м3/с | Температура смеси, оС | 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 |
| 001 | Котел битумный | 1 | 40 | труба | 1001 | 4 | 0,15 | 3,77 | 0,06667 | 180 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,0039 | 97,067 | 0,0006 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,0006 | 14,933 | 0,0001 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,0015 | 37,333 | 0,00022 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,0046 | 114,489 | 0,00066 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,0212 | 527,644 | 0,00306 | 2025 |
| 001 | Дизельный компрессор | 1 | 520 | труба | 1002 | 4 | 0,15 | 2,09 | 0,037 | 450 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,01831 | 1310,576 | 0,05509 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,00298 | 213,3 | 0,00895 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,00156 | 111,66 | 0,0048 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,00244 | 174,648 | 0,00721 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,016 | 1145,233 | 0,04805 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 3,30E-08 | 0,002 | 8,81E-08 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,00033 | 23,62 | 0,00096 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0,008 | 572,617 | 0,02402 | 2025 |
| 001 | Дизельный сварочный агрегат | 1 | 492 | труба | 1003 | 4 | 0,15 | 4,24 | 0,075 | 450 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,01831 | 646,551 | 0,05218 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,00298 | 105,228 | 0,00848 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,00156 | 55,086 | 0,00455 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,00244 | 86,16 | 0,00683 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,016 | 564,982 | 0,0455 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 3,30E-08 | 0,001 | 8,30E-08 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,00033 | 11,653 | 0,00091 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ | 0,008 | 282,491 | 0,02275 | 2025 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|----------------------------------|---|------|---------------|------|---|------|-------|------|-----|---|---|---|---|--|--|--|------|---|---|------------|----------|----------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | | | | |
| 001 | Дизельная электростанция | 1 | 52 | труба | 1004 | 4 | 0,15 | 20,37 | 0,36 | 450 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,13733 | 1010,273 | 0,02651 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,02232 | 164,198 | 0,00431 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,01167 | 85,851 | 0,00231 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,01833 | 134,845 | 0,00347 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,12 | 882,784 | 0,02312 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0,00000025 | 0,002 | 4,24E-08 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,0025 | 18,391 | 0,00046 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0,06 | 441,392 | 0,01156 | 2025 | |
| 001 | Планировка участка | 2 | 50 | неорг. выброс | 7001 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,22061 | | 0,00911 | 2025 |
| 001 | Транспортировка материала | 5 | 2240 | неорг. выброс | 7002 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,00302 | | 0,02436 | 2025 |
| 001 | Разгрузка привозного материала | 1 | 15 | неорг. выброс | 7003 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,00778 | | 0,0003 | 2025 |
| 001 | Рытье траншей | 1 | 40 | неорг. выброс | 7004 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,2318 | | 0,0292 | 2025 |
| 001 | Обратная засыпка грунта | 1 | 30 | неорг. выброс | 7005 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,2611 | | 0,0235 | 2025 |
| 001 | Разработка щебня, песка и грунта | 1 | 5 | неорг. выброс | 7006 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,35809 | | 0,01934 | 2025 |
| 001 | Битумные работы | 1 | 40 | неорг. выброс | 7007 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0,05 | | 0,0014 | 2025 |
| 001 | Сварочные работы | 2 | 728 | неорг. выброс | 7008 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | | 0123 | Железо (II, III) оксиды | 0,03177 | | 0,019465 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0143 | Марганец и его соединения | 0,001456 | | 0,001303 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0203 | Хром /в пересчете на хром (VI) оксид/ (Хром шестивалентный) (647) | 0,000167 | | 0,000123 | 2025 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|---------------------------------------|---|-------|---------------|------|---|--|--|--|----|---|---|---|---|--|--|--|------|---|----------|--|----------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,009167 | | 0,00387 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,001408 | | 0,000507 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,018183 | | 0,0116 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0342 | Фтористые газообразные соединения | 0,00025 | | 0,000375 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые | 0,0017 | | 0,002093 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,000467 | | 0,0007 | 2025 |
| 001 | Сварка СПТ | 2 | 400 | неорг. выброс | 7009 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,0005 | | 0,0004 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0827 | Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646) | 0,00022 | | 0,00016 | 2025 |
| 001 | Формирование полотна подъездных путей | 1 | 25 | неорг. выброс | 7010 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,19764 | | 0,01423 | 2025 |
| 001 | Устройство покрытия | 1 | 30 | неорг. выброс | 7011 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,23 | | 0,02484 | 2025 |
| 001 | Покрасочные работы | 1 | 122,5 | неорг. выброс | 7012 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,26208 | | 0,0395 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2752 | Уайт-спирит (1294*) | 0,01854 | | 0,02605 | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2902 | Взвешенные частицы (116) | 2,34375 | | 0,01688 | 2025 |
| 001 | Автотранспорт на дизтопливе и бензине | 1 | 619 | неорг. выброс | 7013 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2732 | Керосин (654*) | | | | 2025 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | | | 2025 |

Таблица 19 - Параметры выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации

| Пр-во | Источник выделения загрязняющих веществ | | Число часов работы в году | Наименование источника выброса вредных веществ | Номер источника выбросов на карте-схеме | Высота источника выбросов, м | Диаметр устья трубы, м | Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке | | | Координаты источника на карте-схеме, м | | | | Наименование газоочистных уст-к, тип и мероприятия по сокращению выбросов | Вещество, по которому производится газоочистка | Коэффициент обеспечения газоочисткой, % | Средне-экспл. степень очистки/максим. степень очистки, % | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы загрязняющего вещества | | | Год достижения ПДВ |
|-------|---|-------------|---------------------------|--|---|------------------------------|------------------------|--|-------------------|-----------------------|--|----|----|----|---|--|---|--|--------|---|--------------------------------|----------|----------|--------------------|
| | Наименование | Кол-во, шт. | | | | | | Скорость, м/с | Объем смеси, м3/с | Температура смеси, оС | X1 | Y1 | X2 | Y2 | | | | | | | г/с | мг/нм3 | 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 |
| 001 | Печь подогрева нефти П-1 | 1 | 8760 | труба | 4001 | 6 | 0,25 | 61,55 | 3,0211 | 180 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,46133 | 253,386 | 14,54852 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,074966 | 41,175 | 2,364135 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,091667 | 50,348 | 2,8908 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) | 0,091667 | 50,348 | 2,8908 | 2026 |
| 001 | Продувочная свеча печи | 1 | 492 | труба | 4002 | 4 | 0,15 | 4,24 | 0,075 | 50 | 0 | 0 | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,3056 | 4820,943 | 0,0022 | 2026 |
| 001 | Печь подогрева нефти П-2 | 1 | 8760 | труба | 4003 | 6 | 0,25 | 61,55 | 3,0211 | 180 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,46133 | 253,386 | 14,54852 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,074966 | 41,175 | 2,364135 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,091667 | 50,348 | 2,8908 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) | 0,091667 | 50,348 | 2,8908 | 2026 |
| 001 | Продувочная свеча печи | 1 | 492 | труба | 4004 | 4 | 0,15 | 4,24 | 0,075 | 50 | 0 | 0 | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,3056 | 4820,943 | 0,0022 | 2026 |
| 001 | Буферная емкость | 1 | 8760 | дыхат. клапан | 4005 | 4 | 0,35 | 20,37 | 1,9598283 | 22 | 0 | 0 | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0,00092 | 0,507 | 0,03834 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1,1081 | 610,971 | 46,3437 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0,4095 | 225,785 | 17,12646 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00535 | 2,95 | 0,22367 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00336 | 1,853 | 0,14059 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00168 | 0,926 | 0,0703 | 2026 |
| 001 | Буферная емкость (резерв) | 1 | 8760 | дыхат. клапан | 4006 | 4 | 0,35 | 20,37 | 1,9598283 | 22 | 0 | 0 | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0,00092 | 0,507 | 0,03834 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1,1081 | 610,971 | 46,3437 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0,4095 | 225,785 | 17,12646 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00535 | 2,95 | 0,22367 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00336 | 1,853 | 0,14059 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00168 | 0,926 | 0,0703 | 2026 |
| 001 | ДЭС-100 | 1 | 8760 | дыхат. клапан | 4007 | 4 | 0,35 | 20,37 | 1,9598283 | 22 | 0 | 0 | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,21333 | 117,623 | 1,45367 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,03467 | 19,116 | 0,23622 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-------------------------------|----|-------|---------------|------|---|------|-------|-----------|----|---|---|---|---|--|--|--|------|---|-------------|--------|-----------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,01389 | 7,658 | 0,09085 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,03333 | 18,377 | 0,22714 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0,17222 | 94,957 | 1,18111 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0703 | Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) | 0,000000333 | 0,0002 | 0,0000025 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,00333 | 1,836 | 0,02271 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10) | 0,08056 | 44,418 | 0,54513 | 2026 |
| 001 | Дренажная емкость ДЕ-1 | 1 | 8760 | дыхат. клапан | 4008 | 4 | 0,35 | 20,37 | 1,9598283 | 22 | 0 | 0 | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,000125 | 0,069 | 0,03948 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*) | 0,000046 | 0,025 | 0,015 | 2026 |
| 001 | Газосепаратор | 1 | 8760 | неорг. выброс | 6401 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,5446 | | 0,0225 | 2026 |
| 001 | Конденсатосборник | 1 | 8760 | неорг. выброс | 6402 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 0,00302 | | 0,02436 | 2026 |
| 001 | Насосы НБ-50 | 2 | 17520 | неорг. выброс | 6403 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,012083 | | 0,38106 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*) | 0,00458 | | 0,14454 | 2026 |
| 001 | Площадка подогревателей нефти | 36 | 8760 | неорг. выброс | 6404 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,01156 | | 0,36463 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*) | 0,00427 | | 0,13475 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00006 | | 0,00176 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0,00002 | | 0,00055 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00004 | | 0,00111 | 2026 |
| 001 | Площадка газосепаратора | 12 | 8760 | неорг. выброс | 6405 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,00385 | | 0,12154 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*) | 0,00142 | | 0,04492 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00002 | | 0,00059 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0,00001 | | 0,00018 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00001 | | 0,00037 | 2026 |
| 001 | Площадка нефтепровода | 90 | 8760 | неорг. выброс | 6406 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0,02891 | | 0,91158 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-------------------------|----|------|---------------|------|---|--|--|--|----|---|---|---|---|--|--|--|------|--|---------|--|---------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0,01068 | | 0,33688 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00014 | | 0,0044 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00004 | | 0,00138 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00009 | | 0,00277 | 2026 |
| 001 | Площадка газопровода | 90 | 8760 | неорг. выброс | 6407 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,02891 | | 0,91158 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0,01068 | | 0,33688 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00014 | | 0,0044 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00004 | | 0,00138 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00009 | | 0,00277 | 2026 |
| 001 | Площадка дрена.емкости | 12 | 8760 | неорг. выброс | 6408 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,00385 | | 0,12154 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0,00142 | | 0,04492 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00002 | | 0,00059 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00001 | | 0,00018 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00001 | | 0,00037 | 2026 |
| 001 | Площадка буфер.емкостей | 12 | 8760 | неорг. выброс | 6409 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,00385 | | 0,12154 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0,00142 | | 0,04492 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00002 | | 0,00059 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00001 | | 0,00018 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00001 | | 0,00037 | 2026 |
| 001 | Площадка насосов | 36 | 8760 | неорг. выброс | 6410 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,01156 | | 0,36463 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0,00427 | | 0,13475 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00006 | | 0,00176 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00002 | | 0,00055 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00004 | | 0,00111 | 2026 |
| 001 | Узел учета нефти | 1 | 8760 | неорг. выброс | 6411 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,01155 | | 0,36433 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0,00428 | | 0,13505 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0,00006 | | 0,00176 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,00002 | | 0,00055 | 2026 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0,00004 | | 0,00111 | 2026 |
| 001 | Узел учета газа | 1 | 8760 | неорг. выброс | 6412 | 2 | | | | 22 | 0 | 0 | 2 | 2 | | | | 0415 | Смесь углеводородов | 0,01032 | | 0,32549 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|------|---|---------|--|---------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | предельных C1-C5 (1502*) | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*) | 0,00483 | | 0,15232 | 2026 |

5.5. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование.

Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе проводится в соответствии с требованиями «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» от 10 марта 2021 года № 63.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Для определения воздействия проектируемого объекта на окружающую среду произведен расчет полей приземной концентрации загрязнения. Исходными данными для расчета полей приземной концентрации являются полученные выше величины объемов выбросов вредных веществ.

Прогнозирование загрязнения атмосферы проводилось по программному комплексу УПРЗА «ЭРА», версия 2.0. Разработчик фирма ООО «Логос Плюс», Новосибирск.

Расчет рассеивания произведен на период эксплуатации. На период строительства расчет не производился.

Расчет рассеивания на период эксплуатации

Расчет на период эксплуатации выполнен для двух этапов эксплуатации.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Размер расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбран с учетом взаимного расположения оборудования – источников выбросов.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем организованным и неорганизованным источникам с учетом всех выделяющихся загрязняющих веществ.

Рассмотрена территория площадки с расположенными на ней источниками выбросов. Размеры расчетного прямоугольника - 70000 м x 60000 м, шаг расчетной сетки - 500 м.

Результаты расчета рассеивания максимальных приземных концентраций по всем загрязняющим веществам и группам суммаций, с указанием количества принятых к расчету источников загрязнения атмосферы (ИЗА), представлены в таблицах ниже.

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы от источников при эксплуатации объекта показал, что приземные концентрации по всем веществам не превышает 1 ПДК на границе санитарно-защитной зоны, т.е. выбросы вредных веществ не создают концентраций, превышающих предельно - допустимый уровень на границе СЗЗ.

5.6. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Для месторождения Каратурун Восточный установлен размер санитарно-защитной зоны 1000 м. Согласно вышеуказанного проекта и Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных приказом

и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, размер СЗЗ для рассматриваемого месторождения должны быть не менее 1000 м, как для объекта 1 класса опасности. По Ст.40 п.1 Экологического Кодекса РК месторождение Каратурун Восточный предприятие ТОО «Бузачи-Нефть» относится к I категории согласно классификации производственных объектов.

При проведении запланированных работ превышение нормативных критериев качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны объектов Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» и ближайшей жилой зоны наблюдаться не будут, ввиду значительной удаленности и локального характера воздействия указанных источников выбросов. Все подготовительные и основные строительные работы производятся в пределах ограниченной площадки на территории месторождения Каратурун Восточный, что позволяет при соблюдении предусмотренным проектом природоохранных мероприятий свести к минимуму негативное воздействие на окружающую среду. Рассматриваемый объект находится в пределах установленной границы СЗЗ для объектов ТОО «Бузачи-Нефть».

На период строительства размер СЗЗ не устанавливается.

5.7. Предложение по установлению предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Анализ проведенных расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников показал, что выбросы не создают опасных концентраций вредных веществ на границе СЗЗ, следовательно, их можно принять в качестве ПДВ.

Нормативы ПДВ для отдельных источников (г/сек, т/год) предлагается принять в объеме таблицы «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу».

Таблица 20 – Нормативы выбросов загрязняющих веществ на период строительства.

| Производство цех, участок | Номер источника выброса | Нормативы выбросов загрязняющих веществ | | | | | | | | год дос- тиже ния ПДВ |
|---|-------------------------------|---|----------|-------------|----------|-------------|----------|----------|----------|-----------------------------------|
| | | существующее положение | | на 2026 год | | на 2027 год | | ПДВ | | |
| Код и наименование загрязняющего вещества | | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и | | | | | | | | | | |
| (0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7008 | 0,03177 | 0,019465 | 0,03177 | 0,019465 | 0,03177 | 0,019465 | 0,03177 | 0,019465 | 2026 |
| (0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7008 | 0,001456 | 0,001303 | 0,001456 | 0,001303 | 0,001456 | 0,001303 | 0,001456 | 0,001303 | 2026 |
| (0203) Хром /в пересчете на хром (VI) оксид/ (Хром шестивалентный) (647) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7008 | 0,000167 | 0,000123 | 0,000167 | 0,000123 | 0,000167 | 0,000123 | 0,000167 | 0,000123 | 2026 |
| (0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1001 | 0,0039 | 0,0006 | 0,0039 | 0,0006 | 0,0039 | 0,0006 | 0,0039 | 0,0006 | 2026 |
| | 1002 | 0,01831 | 0,05509 | 0,01831 | 0,05509 | 0,01831 | 0,05509 | 0,01831 | 0,05509 | 2026 |
| | 1003 | 0,01831 | 0,05218 | 0,01831 | 0,05218 | 0,01831 | 0,05218 | 0,01831 | 0,05218 | 2026 |
| | 1004 | 0,13733 | 0,02651 | 0,13733 | 0,02651 | 0,13733 | 0,02651 | 0,13733 | 0,02651 | 2026 |
| | 7008 | 0,009167 | 0,00387 | 0,009167 | 0,00387 | 0,009167 | 0,00387 | 0,009167 | 0,00387 | 2026 |
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1001 | 0,0006 | 0,0001 | 0,0006 | 0,0001 | 0,0006 | 0,0001 | 0,0006 | 0,0001 | 2026 |
| | 1002 | 0,00298 | 0,00895 | 0,00298 | 0,00895 | 0,00298 | 0,00895 | 0,00298 | 0,00895 | 2026 |
| | 1003 | 0,00298 | 0,00848 | 0,00298 | 0,00848 | 0,00298 | 0,00848 | 0,00298 | 0,00848 | 2026 |
| | 1004 | 0,02232 | 0,00431 | 0,02232 | 0,00431 | 0,02232 | 0,00431 | 0,02232 | 0,00431 | 2026 |
| | 7008 | 0,001408 | 0,000507 | 0,001408 | 0,000507 | 0,001408 | 0,000507 | 0,001408 | 0,000507 | 2026 |
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1001 | 0,0015 | 0,00022 | 0,0015 | 0,00022 | 0,0015 | 0,00022 | 0,0015 | 0,00022 | 2026 |
| | 1002 | 0,00156 | 0,0048 | 0,00156 | 0,0048 | 0,00156 | 0,0048 | 0,00156 | 0,0048 | 2026 |
| | 1003 | 0,00156 | 0,00455 | 0,00156 | 0,00455 | 0,00156 | 0,00455 | 0,00156 | 0,00455 | 2026 |
| | 1004 | 0,01167 | 0,00231 | 0,01167 | 0,00231 | 0,01167 | 0,00231 | 0,01167 | 0,00231 | 2026 |
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1001 | 0,0046 | 0,00066 | 0,0046 | 0,00066 | 0,0046 | 0,00066 | 0,0046 | 0,00066 | 2026 |
| | 1002 | 0,00244 | 0,00721 | 0,00244 | 0,00721 | 0,00244 | 0,00721 | 0,00244 | 0,00721 | 2026 |
| | 1003 | 0,00244 | 0,00683 | 0,00244 | 0,00683 | 0,00244 | 0,00683 | 0,00244 | 0,00683 | 2026 |
| | 1004 | 0,01833 | 0,00347 | 0,01833 | 0,00347 | 0,01833 | 0,00347 | 0,01833 | 0,00347 | 2026 |

| | | | | | | | | | | |
|--|------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------|
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1001 | 0,0212 | 0,00306 | 0,0212 | 0,00306 | 0,0212 | 0,00306 | 0,0212 | 0,00306 | 2026 |
| | 1002 | 0,016 | 0,04805 | 0,016 | 0,04805 | 0,016 | 0,04805 | 0,016 | 0,04805 | 2026 |
| | 1003 | 0,016 | 0,0455 | 0,016 | 0,0455 | 0,016 | 0,0455 | 0,016 | 0,0455 | 2026 |
| | 1004 | 0,12 | 0,02312 | 0,12 | 0,02312 | 0,12 | 0,02312 | 0,12 | 0,02312 | 2026 |
| | 7008 | 0,018183 | 0,0116 | 0,018183 | 0,0116 | 0,018183 | 0,0116 | 0,018183 | 0,0116 | 2026 |
| | 7009 | 0,0005 | 0,0004 | 0,0005 | 0,0004 | 0,0005 | 0,0004 | 0,0005 | 0,0004 | 2026 |
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7008 | 0,00025 | 0,000375 | 0,00025 | 0,000375 | 0,00025 | 0,000375 | 0,00025 | 0,000375 | 2026 |
| (0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7008 | 0,0017 | 0,002093 | 0,0017 | 0,002093 | 0,0017 | 0,002093 | 0,0017 | 0,002093 | 2026 |
| (0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7012 | 0,26208 | 0,0395 | 0,26208 | 0,0395 | 0,26208 | 0,0395 | 0,26208 | 0,0395 | 2026 |
| (0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1002 | 0,000000033 | 8,81E-08 | 0,000000033 | 8,81E-08 | 0,000000033 | 8,81E-08 | 0,000000033 | 8,81E-08 | 2026 |
| | 1003 | 0,000000033 | 0,000000083 | 0,000000033 | 0,000000083 | 0,000000033 | 0,000000083 | 0,000000033 | 0,000000083 | 2026 |
| | 1004 | 0,000000025 | 4,24E-08 | 0,000000025 | 4,24E-08 | 0,000000025 | 4,24E-08 | 0,000000025 | 4,24E-08 | 2026 |
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (0827) Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7009 | 0,00022 | 0,00016 | 0,00022 | 0,00016 | 0,00022 | 0,00016 | 0,00022 | 0,00016 | 2026 |
| (1325) Формальдегид (Метаналь) (609) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1002 | 0,00033 | 0,00096 | 0,00033 | 0,00096 | 0,00033 | 0,00096 | 0,00033 | 0,00096 | 2026 |
| | 1003 | 0,00033 | 0,00091 | 0,00033 | 0,00091 | 0,00033 | 0,00091 | 0,00033 | 0,00091 | 2026 |
| | 1004 | 0,0025 | 0,00046 | 0,0025 | 0,00046 | 0,0025 | 0,00046 | 0,0025 | 0,00046 | 2026 |
| (2732) Керосин (654*) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7013 | | | | | | | | | |
| (2752) Уайт-спирит (1294*) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7012 | 0,01854 | 0,02605 | 0,01854 | 0,02605 | 0,01854 | 0,02605 | 0,01854 | 0,02605 | 2026 |
| (2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10) | | | | | | | | | | |
| строительство | 1002 | 0,008 | 0,02402 | 0,008 | 0,02402 | 0,008 | 0,02402 | 0,008 | 0,02402 | 2026 |
| | 1003 | 0,008 | 0,02275 | 0,008 | 0,02275 | 0,008 | 0,02275 | 0,008 | 0,02275 | 2026 |
| | 1004 | 0,06 | 0,01156 | 0,06 | 0,01156 | 0,06 | 0,01156 | 0,06 | 0,01156 | 2026 |
| | 7007 | 0,05 | 0,0014 | 0,05 | 0,0014 | 0,05 | 0,0014 | 0,05 | 0,0014 | 2026 |
| | 7013 | | | | | | | | | |
| (2902) Взвешенные частицы (116) | | | | | | | | | | |
| строительство | 7012 | 2,34375 | 0,01688 | 2,34375 | 0,01688 | 2,34375 | 0,01688 | 2,34375 | 0,01688 | 2026 |
| (2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494) | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| строительство | 7001 | 0,22061 | 0,00911 | 0,22061 | 0,00911 | 0,22061 | 0,00911 | 0,22061 | 0,00911 | 2026 |
| | 7002 | 0,00302 | 0,02436 | 0,00302 | 0,02436 | 0,00302 | 0,02436 | 0,00302 | 0,02436 | 2026 |
| | 7003 | 0,00778 | 0,0003 | 0,00778 | 0,0003 | 0,00778 | 0,0003 | 0,00778 | 0,0003 | 2026 |
| | 7004 | 0,2318 | 0,0292 | 0,2318 | 0,0292 | 0,2318 | 0,0292 | 0,2318 | 0,0292 | 2026 |
| | 7005 | 0,2611 | 0,0235 | 0,2611 | 0,0235 | 0,2611 | 0,0235 | 0,2611 | 0,0235 | 2026 |
| | 7006 | 0,35809 | 0,01934 | 0,35809 | 0,01934 | 0,35809 | 0,01934 | 0,35809 | 0,01934 | 2026 |
| | 7008 | 0,000467 | 0,0007 | 0,000467 | 0,0007 | 0,000467 | 0,0007 | 0,000467 | 0,0007 | 2026 |
| | 7010 | 0,19764 | 0,01423 | 0,19764 | 0,01423 | 0,19764 | 0,01423 | 0,19764 | 0,01423 | 2026 |
| | 7011 | 0,23 | 0,02484 | 0,23 | 0,02484 | 0,23 | 0,02484 | 0,23 | 0,02484 | 2026 |
| Итого по организованным источникам: | | 4,7528883 | 0,6359662 | 4,7528883 | 0,6359662 | 4,7528883 | 0,6359662 | 4,7528883 | 0,6359662 | 2026 |
| Всего по предприятию: | | 4,7528883 | 0,6359662 | 4,7528883 | 0,6359662 | 4,7528883 | 0,6359662 | 4,7528883 | 0,6359662 | 2026 |

Таблица 21 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации

| Производство, цех, участок | Номер источника выброса | Нормативы выбросов загрязняющих веществ | | | | | | год достижения ПДВ |
|---|-------------------------|---|-----------|-------------|------------|----------|-----------|--------------------|
| | | сущ. положение | | на 2026 год | | ПДВ | | |
| Код и наименование загрязняющего вещества | | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Организованные источники | | | | | | | | |
| (0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4001 | 0,46133 | 14,54852 | 0,46133 | 14,54852 | 0,46133 | 14,54852 | 2026 |
| | 4003 | 0,46133 | 14,54852 | 0,46133 | 14,54852 | 0,46133 | 14,54852 | 2026 |
| | 4007 | 0,21333 | 1,45367 | 0,21333 | 1,45367 | 0,21333 | 1,45367 | 2026 |
| (0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4001 | 0,074966 | 2,364135 | 0,074966 | 2,364135 | 0,074966 | 2,364135 | 2026 |
| | 4003 | 0,074966 | 2,364135 | 0,074966 | 2,364135 | 0,074966 | 2,364135 | 2026 |
| | 4007 | 0,03467 | 0,23622 | 0,03467 | 0,23622 | 0,03467 | 0,23622 | 2026 |
| (0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4001 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 2026 |
| | 4003 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 2026 |
| | 4007 | 0,01389 | 0,09085 | 0,01389 | 0,09085 | 0,01389 | 0,09085 | 2026 |
| (0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4007 | 0,03333 | 0,22714 | 0,03333 | 0,22714 | 0,03333 | 0,22714 | 2026 |
| (0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4005 | 0,00092 | 0,03834 | 0,00092 | 0,03834 | 0,00092 | 0,03834 | 2026 |
| | 4006 | 0,00092 | 0,03834 | 0,00092 | 0,03834 | 0,00092 | 0,03834 | 2026 |
| (0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4001 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 2026 |
| | 4003 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 0,091667 | 2,8908 | 2026 |
| | 4007 | 0,17222 | 1,18111 | 0,17222 | 1,18111 | 0,17222 | 1,18111 | 2026 |
| (0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4002 | 0,3056 | 0,0022 | 0,3056 | 0,0022 | 0,3056 | 0,0022 | 2026 |
| | 4004 | 0,3056 | 0,0022 | 0,3056 | 0,0022 | 0,3056 | 0,0022 | 2026 |
| | 4005 | 1,1081 | 46,3437 | 1,1081 | 46,3437 | 1,1081 | 46,3437 | 2026 |
| | 4006 | 1,1081 | 46,3437 | 1,1081 | 46,3437 | 1,1081 | 46,3437 | 2026 |
| | 4008 | 0,000125 | 0,03948 | 0,000125 | 0,03948 | 0,000125 | 0,03948 | 2026 |
| (0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4005 | 0,4095 | 17,12646 | 0,4095 | 17,12646 | 0,4095 | 17,12646 | 2026 |
| | 4006 | 0,4095 | 17,12646 | 0,4095 | 17,12646 | 0,4095 | 17,12646 | 2026 |
| | 4008 | 0,000046 | 0,015 | 0,000046 | 0,015 | 0,000046 | 0,015 | 2026 |
| (0602) Бензол (64) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4005 | 0,00535 | 0,22367 | 0,00535 | 0,22367 | 0,00535 | 0,22367 | 2026 |
| | 4006 | 0,00535 | 0,22367 | 0,00535 | 0,22367 | 0,00535 | 0,22367 | 2026 |
| (0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4005 | 0,00336 | 0,14059 | 0,00336 | 0,14059 | 0,00336 | 0,14059 | 2026 |
| | 4006 | 0,00336 | 0,14059 | 0,00336 | 0,14059 | 0,00336 | 0,14059 | 2026 |
| (0621) Метилбензол (349) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4005 | 0,00168 | 0,0703 | 0,00168 | 0,0703 | 0,00168 | 0,0703 | 2026 |
| | 4006 | 0,00168 | 0,0703 | 0,00168 | 0,0703 | 0,00168 | 0,0703 | 2026 |
| (0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4007 | 3,33E-07 | 0,0000025 | 3,33E-07 | 0,0000025 | 3,33E-07 | 0,0000025 | 2026 |
| (1325) Формальдегид (Метаналь) (609) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4007 | 0,00333 | 0,02271 | 0,00333 | 0,02271 | 0,00333 | 0,02271 | 2026 |
| (2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 4007 | 0,08056 | 0,54513 | 0,08056 | 0,54513 | 0,08056 | 0,54513 | 2026 |
| Итого по организованным источникам: | | 5,659781 | 177,09034 | 5,659781 | 177,090343 | 5,659781 | 177,0903 | 2026 |
| Неорганизованные источники | | | | | | | | |
| (0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 6403 | 0,012083 | 0,38106 | 0,012083 | 0,38106 | 0,012083 | 0,38106 | 2026 |
| | 6404 | 0,01156 | 0,36463 | 0,01156 | 0,36463 | 0,01156 | 0,36463 | 2026 |
| | 6405 | 0,00385 | 0,12154 | 0,00385 | 0,12154 | 0,00385 | 0,12154 | 2026 |
| | 6406 | 0,02891 | 0,91158 | 0,02891 | 0,91158 | 0,02891 | 0,91158 | 2026 |

| | | | | | | | | |
|---|------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| | 6407 | 0,02891 | 0,91158 | 0,02891 | 0,91158 | 0,02891 | 0,91158 | 2026 |
| | 6408 | 0,00385 | 0,12154 | 0,00385 | 0,12154 | 0,00385 | 0,12154 | 2026 |
| | 6409 | 0,00385 | 0,12154 | 0,00385 | 0,12154 | 0,00385 | 0,12154 | 2026 |
| | 6410 | 0,01156 | 0,36463 | 0,01156 | 0,36463 | 0,01156 | 0,36463 | 2026 |
| | 6411 | 0,01155 | 0,36433 | 0,01155 | 0,36433 | 0,01155 | 0,36433 | 2026 |
| | 6412 | 0,01032 | 0,32549 | 0,01032 | 0,32549 | 0,01032 | 0,32549 | 2026 |
| (0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 6403 | 0,00458 | 0,14454 | 0,00458 | 0,14454 | 0,00458 | 0,14454 | 2026 |
| | 6404 | 0,00427 | 0,13475 | 0,00427 | 0,13475 | 0,00427 | 0,13475 | 2026 |
| | 6405 | 0,00142 | 0,04492 | 0,00142 | 0,04492 | 0,00142 | 0,04492 | 2026 |
| | 6406 | 0,01068 | 0,33688 | 0,01068 | 0,33688 | 0,01068 | 0,33688 | 2026 |
| | 6407 | 0,01068 | 0,33688 | 0,01068 | 0,33688 | 0,01068 | 0,33688 | 2026 |
| | 6408 | 0,00142 | 0,04492 | 0,00142 | 0,04492 | 0,00142 | 0,04492 | 2026 |
| | 6409 | 0,00142 | 0,04492 | 0,00142 | 0,04492 | 0,00142 | 0,04492 | 2026 |
| | 6410 | 0,00427 | 0,13475 | 0,00427 | 0,13475 | 0,00427 | 0,13475 | 2026 |
| | 6411 | 0,00428 | 0,13505 | 0,00428 | 0,13505 | 0,00428 | 0,13505 | 2026 |
| | 6412 | 0,00483 | 0,15232 | 0,00483 | 0,15232 | 0,00483 | 0,15232 | 2026 |
| (0602) Бензол (64) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 6404 | 0,00006 | 0,00176 | 0,00006 | 0,00176 | 0,00006 | 0,00176 | 2026 |
| | 6405 | 0,00002 | 0,00059 | 0,00002 | 0,00059 | 0,00002 | 0,00059 | 2026 |
| | 6406 | 0,00014 | 0,0044 | 0,00014 | 0,0044 | 0,00014 | 0,0044 | 2026 |
| | 6407 | 0,00014 | 0,0044 | 0,00014 | 0,0044 | 0,00014 | 0,0044 | 2026 |
| | 6408 | 0,00002 | 0,00059 | 0,00002 | 0,00059 | 0,00002 | 0,00059 | 2026 |
| | 6409 | 0,00002 | 0,00059 | 0,00002 | 0,00059 | 0,00002 | 0,00059 | 2026 |
| | 6410 | 0,00006 | 0,00176 | 0,00006 | 0,00176 | 0,00006 | 0,00176 | 2026 |
| | 6411 | 0,00006 | 0,00176 | 0,00006 | 0,00176 | 0,00006 | 0,00176 | 2026 |
| (0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 6404 | 0,00002 | 0,00055 | 0,00002 | 0,00055 | 0,00002 | 0,00055 | 2026 |
| | 6405 | 0,00001 | 0,00018 | 0,00001 | 0,00018 | 0,00001 | 0,00018 | 2026 |
| | 6406 | 0,00004 | 0,00138 | 0,00004 | 0,00138 | 0,00004 | 0,00138 | 2026 |
| | 6407 | 0,00004 | 0,00138 | 0,00004 | 0,00138 | 0,00004 | 0,00138 | 2026 |
| | 6408 | 0,00001 | 0,00018 | 0,00001 | 0,00018 | 0,00001 | 0,00018 | 2026 |
| | 6409 | 0,00001 | 0,00018 | 0,00001 | 0,00018 | 0,00001 | 0,00018 | 2026 |
| | 6410 | 0,00002 | 0,00055 | 0,00002 | 0,00055 | 0,00002 | 0,00055 | 2026 |
| | 6411 | 0,00002 | 0,00055 | 0,00002 | 0,00055 | 0,00002 | 0,00055 | 2026 |
| (0621) Метилбензол (349) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 6404 | 0,00004 | 0,00111 | 0,00004 | 0,00111 | 0,00004 | 0,00111 | 2026 |
| | 6405 | 0,00001 | 0,00037 | 0,00001 | 0,00037 | 0,00001 | 0,00037 | 2026 |
| | 6406 | 0,00009 | 0,00277 | 0,00009 | 0,00277 | 0,00009 | 0,00277 | 2026 |
| | 6407 | 0,00009 | 0,00277 | 0,00009 | 0,00277 | 0,00009 | 0,00277 | 2026 |
| | 6408 | 0,00001 | 0,00037 | 0,00001 | 0,00037 | 0,00001 | 0,00037 | 2026 |
| | 6409 | 0,00001 | 0,00037 | 0,00001 | 0,00037 | 0,00001 | 0,00037 | 2026 |
| | 6410 | 0,00004 | 0,00111 | 0,00004 | 0,00111 | 0,00004 | 0,00111 | 2026 |
| | 6411 | 0,00004 | 0,00111 | 0,00004 | 0,00111 | 0,00004 | 0,00111 | 2026 |
| (2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494) | | | | | | | | |
| эксплуатация | 6401 | 0,5446 | 0,0225 | 0,5446 | 0,0225 | 0,5446 | 0,0225 | 2026 |
| | 6402 | 0,00302 | 0,02436 | 0,00302 | 0,02436 | 0,00302 | 0,02436 | 2026 |
| Итого по неорганизованным источникам: | | 0,722933 | 5,57549 | 0,722933 | 5,57549 | 0,722933 | 5,57549 | 2026 |
| Всего по предприятию: | | 6,3827143 | 182,66583 | 6,3827143 | 182,66583 | 6,3827143 | 182,66583 | 2026 |

5.8. Организация контроля за выбросами ВХВ.

В соответствии со статьями 182, 186 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г. №400-VI, природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Контроль за соблюдением установленных величин ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется подрядной организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ проводится на специально оборудованных точках контроля на источниках выбросов и контрольных точках.

Контроль на источниках выбросов может проводиться двумя методами:

1. Расчетным методом (с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов);
2. Прямыми замерами концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на источниках выбросов и на границе санитарно-защитной зоны.

В соответствии с «Инструкцией по организации системы контроля...», в число обязательно контролируемых веществ должны быть включены оксиды серы, азота и углерода. Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение атмосферного воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал. Остальные источники могут контролироваться эпизодически.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

Ввиду кратковременности периода строительных работ, контроль за соблюдением нормативов ПДВ необходимо проводить один раз за период строительства.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов представлен в таблицах.

В процессе мониторинга воздействия проводятся наблюдения за фактическим состоянием загрязнения атмосферного воздуха в установленных точках на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятия.

Таблица 22 - План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов в период строительства

| N ист-ка, N контр. точки | Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки | Контролируемое вещество | Периодичность контроля | Норматив выбросов ПДВ | | Кем осуществляется контроль | Методика проведения контроля |
|--------------------------|---|---|------------------------|-----------------------|----------|-----------------------------|------------------------------|
| | | | | г/с | мг/м3 | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1001 | Котел битумный | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз/цикл | 0,0039 | 97,067 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,0006 | 14,933 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,0015 | 37,333 | | |
| | | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0,0046 | 114,489 | | |
| | | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0,0212 | 527,644 | | |
| 1002 | Дизельный компрессор | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз/цикл | 0,01831 | 1310,576 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,00298 | 213,3 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,00156 | 111,66 | | |
| | | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0,00244 | 174,648 | | |
| | | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0,016 | 1145,233 | | |
| | | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 3,30E-08 | 0,002 | | |
| | | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0,00033 | 23,62 | | |
| | | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | 0,008 | 572,617 | | |
| 1003 | Дизельный сварочный агрегат | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз/цикл | 0,01831 | 646,551 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,00298 | 105,228 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,00156 | 55,086 | | |
| | | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0,00244 | 86,16 | | |
| | | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0,016 | 564,982 | | |
| | | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 3,30E-08 | 0,001 | | |
| | | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0,00033 | 11,653 | | |
| | | Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | 0,008 | 282,491 | | |

| | | | | | | | |
|------|----------------------------------|---|------------|------------|----------|------------|-----------|
| 1004 | Дизельная электростанция | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз/цикл | 0,13733 | 1010,273 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,02232 | 164,198 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,01167 | 85,851 | | |
| | | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0,01833 | 134,845 | | |
| | | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0,12 | 882,784 | | |
| | | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0,00000025 | 0,002 | | |
| | | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0,0025 | 18,391 | | |
| | | Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | 0,06 | 441,392 | | |
| 7001 | Планировка участка | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,5446 | | служба ООС | расчетный |
| 7002 | Транспортировка материала | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,00302 | | служба ООС | расчетный |
| 7003 | Разгрузка привозного материала | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,0078 | | служба ООС | расчетный |
| 7004 | Рытье траншей | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,217 | | служба ООС | расчетный |
| 7005 | Обратная засыпка грунта | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,23275 | | служба ООС | расчетный |
| 7006 | Разработка щебня, песка и грунта | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,45136 | | служба ООС | расчетный |
| 7007 | Битумные работы | Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 1 раз/цикл | 0,05 | | служба ООС | расчетный |
| 7008 | Сварочные работы | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | 1 раз/цикл | 0,03177 | | служба ООС | расчетный |
| | | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | | 0,001456 | | | |
| | | Хром /в пересчете на хром (VI) оксид/ (Хром шестивалентный) (647) | | 0,000167 | | | |
| | | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0,009167 | | | |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,001408 | | | |
| | | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0,018183 | | | |
| | | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0,00025 | | | |
| | | Фториды неорганические плохо растворимые | | 0,0017 | | | |
| | | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | | 0,000467 | | | |

| | | | | | | | |
|------|---------------------------------------|---|------------|---------|--|------------|-----------|
| 7009 | Сварка СПТ | Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) | 1 раз/цикл | 0,0005 | | служба ООС | расчетный |
| | | Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646) | | 0,00022 | | | |
| 7010 | Формирование полотна подъездных путей | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,242 | | служба ООС | расчетный |
| 7011 | Устройство покрытия | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз/цикл | 0,2309 | | служба ООС | расчетный |
| 7012 | Покрасочные работы | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 1 раз/цикл | 0,26208 | | служба ООС | расчетный |
| | | Уайт-спирит (1294*) | | 0,01854 | | | |
| | | Взвешенные частицы (116) | | 2,34375 | | | |
| 7013 | Автотранспорт на дизтопливе и бензине | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз/цикл | | | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | | | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | | | | |
| | | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | | | | |
| | | Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) | | | | | |
| | | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | | | |
| | | Керосин (654*) | | | | | |
| | | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | | | | |

Таблица 23 - План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов в период эксплуатации

| N источника, N контр. точки | Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки | Контролируемое вещество | Периодичность контроля | Норматив выбросов ПДВ | | Кем осуществляется контроль | Методика проведения контроля |
|-----------------------------|--|---|------------------------|-----------------------|----------|-----------------------------|------------------------------|
| | | | | г/с | мг/м3 | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 4001 | Печь подогрева нефти П-1 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз квартал | 0,46133 | 253,386 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,074966 | 41,175 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,091667 | 50,348 | | |
| | | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) | | 0,091667 | 50,348 | | |
| 4002 | Продувочная свеча печи | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,3056 | 4820,943 | служба ООС | расчетный |
| 4003 | Печь подогрева нефти П-2 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз квартал | 0,46133 | 253,386 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,074966 | 41,175 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,091667 | 50,348 | | |
| | | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) | | 0,091667 | 50,348 | | |
| 4004 | Продувочная свеча печи | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,3056 | 4820,943 | служба ООС | расчетный |
| 4005 | Буферная емкость | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 1 раз квартал | 0,00092 | 0,507 | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | 1,1081 | 610,971 | | |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | 0,4095 | 225,785 | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00535 | 2,95 | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00336 | 1,853 | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00168 | 0,926 | | |
| 4006 | Буферная емкость (резерв) | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 1 раз квартал | 0,00092 | 0,507 | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | 1,1081 | 610,971 | | |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | 0,4095 | 225,785 | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00535 | 2,95 | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00336 | 1,853 | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00168 | 0,926 | | |

| | | | | | | | |
|------|-------------------------------|---|---------------|-------------|---------|------------|-----------|
| 4007 | ДЭС-100 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 1 раз квартал | 0,21333 | 117,623 | служба ООС | расчетный |
| | | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0,03467 | 19,116 | | |
| | | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0,01389 | 7,658 | | |
| | | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0,03333 | 18,377 | | |
| | | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0,17222 | 94,957 | | |
| | | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0,000000333 | 0,0002 | | |
| | | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0,00333 | 1,836 | | |
| | | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | 0,08056 | 44,418 | | |
| 4008 | Дренажная емкость ДЕ-1 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,000125 | 0,069 | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 1 раз квартал | 0,000046 | 0,025 | | |
| 6401 | Газосепаратор | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз квартал | 0,5446 | | служба ООС | расчетный |
| 6402 | Конденсатосборник | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 | 1 раз квартал | 0,00302 | | служба ООС | расчетный |
| 6403 | Насосы НБ-50 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,012083 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | 0,00458 | | | |
| 6404 | Площадка подогревателей нефти | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,01156 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | 0,00427 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00006 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00002 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00004 | | | |
| 6405 | Площадка газосепаратора | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,00385 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | 0,00142 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00002 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00001 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00001 | | | |
| 6406 | Площадка нефтепровода | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,02891 | | служба ООС | расчетный |

| | | | | | | | |
|------|-------------------------|--|---------------|---------|--|------------|-----------|
| | | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | 0,01068 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00014 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00004 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00009 | | | |
| 6407 | Площадка газопровода | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,02891 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | 0,01068 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00014 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00004 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00009 | | | |
| 6408 | Площадка дрен.емкости | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,00385 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | 0,00142 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00002 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00001 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00001 | | | |
| 6409 | Площадка буфер.емкостей | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,00385 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | 0,00142 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00002 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00001 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00001 | | | |
| 6410 | Площадка насосов | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,01156 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | 0,00427 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00006 | | | |
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00002 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00004 | | | |
| 6411 | Узел учета нефти | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,01155 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | 0,00428 | | | |
| | | Бензол (64) | | 0,00006 | | | |

| | | | | | | | |
|------|-----------------|--|---------------|---------|--|------------|-----------|
| | | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0,00002 | | | |
| | | Метилбензол (349) | | 0,00004 | | | |
| 6412 | Узел учета газа | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 1 раз квартал | 0,01032 | | служба ООС | расчетный |
| | | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | 0,00483 | | | |

5.9. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и, следовательно, снижение приземных концентраций обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий.

С целью охраны окружающей среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ.

Основными мероприятиями по уменьшению загрязняющих выбросов в атмосферу являются:

На период эксплуатации проектируемого объекта:

Измерение и контроль по следующим параметрам:

- давление и температура в контролируемых точках технологического процесса;
- Своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов, профилактика технологического оборудования и трубопроводов;
- Аварийная сигнализация при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций.

Запроектированный уровень контроля и автоматизации обеспечивает безопасную эксплуатацию данного объекта.

На период строительства:

- организация движения транспорта;
- укрытие тентами кузова автосамосвалов при перевозке сыпучих материалов;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками выходящего на линию автотранспорта;
- тщательная технологическая регламентация проведения работ;
- внедрение современных методов внутреннего подавления выбросов от дизельных двигателей спецавтотранспорта (малотоксичный рабочий процесс, регулирование топливоподачи, подача воды в цилиндры), что позволит снизить содержание оксидов азота в отходящих газах на 75%;
- правильный выбор вида топлива, типа двигателя и режима его работы и нагрузки.

При строительстве проектируемых сооружений специализированных мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не предусмотрено.

5.10. Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий.

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах могут быть:

- штиль;
- пыльные бури;
- штормовой ветер;

- высокая относительная влажность (выше 70%);
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – носит организационно-технический характер и не приводит к снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 50 % и более:

- ограничение на 50 % работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, являющихся источниками загрязнения;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

5.11. Внедрение малоотходных и безотходных технологий. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Планируемые работы не связаны с большим объемом выбросов, в связи с чем внедрение новых технологий не предусматривается.

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом планировочных и технологических мероприятий. Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые районы, предусматривают благоприятное расположение предприятия по отношению к селитебной территории.

К мероприятиям по уменьшению выбросов в атмосферу относятся:

- Контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- Рассредоточение во времени работ механизмов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе;
- Проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ.
- организация движения транспорта;

- исправное техническое состояние используемой строительной техники и транспорта;
- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- сокращение сроков хранения пылящих инертных материалов, хранения в строго отведенных местах и укрытие их пленкой;
- разгрузка инертных материалов рано утром, когда влажность воздуха повышается;
- хранение производственных отходов в строго определенных местах;
- запрещение стихийного сжигания отходов;
- использование современного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- автоматизация технологических процессов обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- обеспечение прочности и герметичности оборудования;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;

К планировочным мероприятиям, влияющим на уменьшение воздействия выбросов предприятия на окружающую среду, относится благоустройство территории.

Эти меры в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и контроля позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе проведения работ.

Специализированные мероприятия по снижению выбросов на период строительства и эксплуатации в проекте не предусмотрены.

5.12. Оценка воздействия на атмосферный воздух

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие ликвидации последствий деятельности недропользования будет следующим:

В целом воздействие работ в период строительно-монтажных работах на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный**;
- временной масштаб воздействия – **средний**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **незначительная**.

В целом воздействие работ при эксплуатации на атмосферный воздух может быть оценено, как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный**;
- временной масштаб воздействия – **многолетний**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **незначительная**.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается низкой значимости (1-8). последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении

или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность.

6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Поверхностные воды. На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Подземные воды. Проведение проектируемых работ окажет определенное воздействие на компоненты окружающей среды, в том числе на подземные воды.

Основная цель настоящего раздела – оценка воздействия проектируемых работ в процессе ликвидации деятельности недропользования на подземные воды.

6.1 Характеристика источников воздействия на подземные воды

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины.

Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов.

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение проектируемых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- утечки горюче-смазочных веществ, случайные проливы буровых растворов;
- смыв загрязнений с территории площадки ливневыми водами.

6.2 Действующая система водопотребления и водоотведения

Существующее положение. Водопотребление

Для обеспечения хозяйственно-питьевых нужд на участке Каратурун Морской используется привозная питьевая вода на договорной основе с АО «Мангистаумунайгаз» (Кияктинский водозабор).

Хранение воды осуществляется в специальных емкостях - резервуарах питьевой воды, оборудованных в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями и нормами.

Подача Волжской технической воды осуществляется в соответствии с договором ТОО «Магистральный водовод» (Приложение). Свежая техническая вода используется для обессоливания нефти (путём смешения пресной воды с сырой нефтью), в результате чего пресная вода загрязняется взвешенными веществами и растворенными солями из нефти, которая опресняется, а волжская вода становится соленой и после отделения от нефти поступает в резервуар.

Существующее положение. Водоотведение

Хозяйственно-бытовые стоки, образующиеся в результате жизнедеятельности рабочего персонала, собираются в специальный септик, выполненный в гидроизоляционном исполнении, для предотвращения проникновения его содержимого в почву. По мере накопления содержимое септика вывозится ассенизационной машиной на близлежащие очистные сооружения согласно договору с ИП Тулесова Ш.К.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе

эксплуатации техники и оборудования, а также стоки, образующиеся после мытья и ремонта оборудования и трубопроводов, собираются в металлическую емкость. По мере накопления содержимое емкости вывозится согласно договору.

На месторождениях Каратурун Морской и Каратурун Восточный сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности не осуществляется.

Волжская вода из магистрального водовода поступает на УПН на месторождении Каратурун Морской. На УПН пресная волжская вода смешивается с нефтью для обессоливания, в результате чего в пресной воде растворяется соль из нефти, которая опресняется. Таким образом, образуется сточная вода, состоящая из трех источников:

- попутно добытая вода с месторождения Каратурун Морской,
- попутно добытая вода с месторождения Каратурун Восточный
- загрязненная солями и взвешенными веществами волжская вода.

Загрязненная волжская техническая вода становится производственными сточными водами. Производственные сточные воды с ПСН поступают в РВС, где происходит отстаивание смеси производственных сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3.

Объект сброса промышленных сточных вод расположен на территории Мангистауской области в северо-западной части полуострова Бузачи, в 30 км к восток – северо – востоку от месторождения Каламкас, в районе месторождений Каратурун Морской и Каратурун Восточный, и с севера ограничен заливом Мертвый Култук (ранее залив Комсомолец).

6.3 Водопотребление и водоотведение

Этап строительства

Источником водоснабжения на время строительства для данного объекта является привозная, пресная вода, которая используется для хозяйственно-бытовых нужд.

Для питьевых целей используется привозная вода в пластмассовых бутылках 1.5 - 5л.

Бытовое обслуживание работников питьевой водой, душевыми, питанием, проживанием, занятых на строительных работах, будет осуществляться в вахтовом поселке.

Теплоснабжение участка площадки не предусмотрено, так как проведение работ будет осуществляться только в теплое время года.

Прием пищи будет осуществляться в столовой вахтового поселка.

Исходя из выше сказанного, в той части, что проживание исполнителей работ из-за кратковременности работ на участке работ не предусмотрено (нет душевой, столовой, туалетов), то и водоотведение не предусматривается.

На время работы на участке предусмотрено установить биотуалет.

Для расчета потребности в воде использованы следующие нормы водопотребления, принятые согласно СН РК 4,01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»:

- норма расхода воды на питьевые нужды – 2 л/сут.;

Потребность в воде на хозяйственно-бытовые нужды принята из расчета 25 л/сут на одного работающего.

Продолжительность строительства объектов согласно проектным решений составит 7,0 месяцев (217 день).

В период строительства количество персонала предположительно составит – 22 человек, при эксплуатации – 5 человек.

Расходы воды приведены в таблице.

Таблица 24 - Расчет расхода воды на период работ

| Потребители | Ед, изм | Кол-во | Норма водопотребления, л/сут | Водопотребление | | Водоотведение | |
|-------------------------------------|---------|----------|------------------------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------|
| | | | | м3/сут | м3/период | м3/сут | м3/период |
| СМР | | | | | | | |
| Питьевые нужды | чел, | 22 | 2 | 0,044 | 9,548 | 0,044 | 9,548 |
| Хоз- бытовые нужды | чел | 22 | 25 | 0,55 | 119,35 | 0,55 | 119,35 |
| Пылеподавление | л/м2 | 616300,0 | 0,2 | 123,26 | 42031,66 | | |
| Вода на пожаротушение | | | | | 50 | | |
| Гидроиспытания | м | | | | 453,26 | | 453,26 |
| Итого: | - | - | - | 123,854 | 42663,814 | 0,594 | 582,154 |
| эксплуатация | | | | | | | |
| Питьевые нужды | чел, | 5 | 2 | 0,01 | 3,65 | 0,01 | 3,65 |
| Хоз- бытовые нужды | чел | 5 | 25 | 0,125 | 45,625 | 0,125 | 45,625 |
| Непредвиденные расходы в размере 5% | - | | - | | 2133,19 | 0,0351 | 2133,19 |
| Итого: | - | - | - | 0,135 | 2182,466 | 0,1701 | 2182,466 |

В процессе проведения строительства на территории строительной площадки устанавливаются биотуалеты. По мере накопления стоки специальным автотранспортом отправляются на очистные сооружения.

Хозяйственно-бытовые сточные воды при эксплуатации по мере накопления в септик, передаются на очистные сооружения по договору со специализированной организацией.

Водопотребление для технических нужд

В процессе строительства проектируемых объектов будет использоваться техническая вода для увлажнения грунта (для пылеподавления) и гидроиспытаний также для противопожарного запаса воды.

Источником воды является водовод волжской воды, проходящий по территории месторождения.

Количество технической воды для пылеподавления, согласно Ресурсной сметы, составит 66,0 м³

Расчет воды при гидроиспытаниях трубопроводов:

$$V = S_{сеч} \cdot L = \pi D^2 / 4 \times L$$

где: D – внутренний диаметр трубы, м;

L - длина трубопровода, м.

Таблица 25 - Количество воды для гидроиспытаний трубопроводов

| № | Диаметр трубы, мм | Протяженность, м | Объем, необходимый для испытаний, м3 |
|---|-------------------|------------------|--------------------------------------|
| Протяженность нефтепровода от площадки ГУ-5 КЗ до площадки УПСВ | 0,15 | 4444,58 | 314,01 |
| Протяженность газопровода от ГУ-5 КЗ до УПСВ | 0,1 | 4434,6 | 139,25 |
| | | | 453,26 |

Вода после гидроиспытаний вывозится на очистные сооружения, согласно заключенного договора.

Образовавшаяся после гидроиспытания вода собирается в специальную емкость и вывозится в специализированную организацию.

Потребление воды на этапе эксплуатации будет представлено в Проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ на 2024 год для месторождения Каратурун ТОО «Бузачи-Нефть».

6.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию подземных вод

При соблюдении технологии строительства и эксплуатации запроектированных сооружений влияние на поверхностные и подземные воды оказываться не будет.

Проектными решениями сброс каких-либо сточных вод на рельеф или в поверхностные водные источники не предусматривается.

Основными мероприятиями по охране и рациональному использованию водных ресурсов являются:

- производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф с технологических площадок, которые могут быть загрязнены нефтепродуктами и другими химическими веществами;
- контроль за качеством и составом питьевой и технической воды;
- предусмотрен контроль за техническим состоянием автотранспорта с целью недопущения утечек ГСМ и отработанных масел на подстилающую поверхность и смыва их дождевыми потоками.
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоемы или поверхность земли;
- защита коммуникаций от коррозии.

При соблюдении технологического режима эксплуатации сооружений, просачивание загрязненных вод практически исключено, т.е. отрицательное воздействие на подземные воды и водопроницаемые отложения сарматского яруса исключаются.

6.4 Оценка воздействия на подземные воды

При соблюдении технологии строительства и эксплуатации сооружений, выполнения запроектированных мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, влияние на подземные воды оказываться не будет.

При строительстве проектируемых объектов воздействие на поверхностные и подземные воды будет незначительным. Последствия будут носить ограниченный и локальный характер и не приведут к необратимым изменениям в природной среде.

Уровень воздействия на окружающую среду при эксплуатации проектируемых объектов можно оценить как допустимый.

В целом воздействие работ в период строительно-монтажных работах на состояние подземных вод, может быть оценено, как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный**;
- временной масштаб воздействия – **средний**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **незначительная**.

В целом воздействие работ при эксплуатации на подземные воды может быть оценено, как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный**;
- временной масштаб воздействия – **многолетний**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **незначительная**.

С учетом всех предусмотренных технических решений и специальных мероприятий воздействие проектируемой деятельности не окажет значительного влияния на поверхностные и подземные воды.

7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР

7.1. Основные факторы, влияющие на почвенно-растительный покров при эксплуатации объекта

Проблема сохранения почвенного покрова при эксплуатации имеет особое значение, так как почвы обладают крайне низкой естественной буферностью по отношению к антропогенному воздействию и низкой самоочищающей способностью.

Для эффективной охраны почв от возможного загрязнения и нарушения должны выполняться комплекс мероприятий, направленные на предупреждение, снижение или исключение различных видов воздействия на подстилающую поверхность, а также решения, обеспечивающие инженерно-экологическую безопасность в районе работ.

Наиболее важными требованиями являются минимизация природопользования и снижение объемов отходов. Согласно этой концепции, при проведении строительства будут отведены минимально возможные площади земель, использовано ограниченное количество воды и других природных ресурсов, уменьшен объем отходов в окружающую среду.

Проведение проектных работ вызовет нарушение почвенно-растительного покрова в связи с работой автомобильного транспорта и спецтехники. В целом, весь участок проектируемых работ будет подвержен определенному механическому воздействию.

7.2 Мероприятия по охране почвенного покрова

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительных работ необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Запроектированный производственный процесс сбора и учета нефти практически является безотходным.

В период строительства сбор отходов (строительный мусор) производится в специализированные контейнеры, по предварительной договоренности вывозится, на полигоны складирования промышленных отходов.

Природоохранные мероприятия включают следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время;
- запрет неорганизованных проездов по территории предприятия.

Техническая рекультивация включает:

- очистку территории от строительного мусора и других промышленных отходов;
- вертикальную планировку нарушенных территорий (срезка образованных бугров, засыпка ям и др.).

Проведение биологической рекультивации проектом не предусматривается.

7.3 Управление отходами

Реализация любой деятельности неизбежно будет сопровождаться образованием, накоплением, удалением и утилизацией твердых и жидких промышленных отходов производства и потребления. Отходы, которые будут образовываться в ходе строительства и эксплуатации объектов:

- Промышленные отходы. Образуются при выполнении производственных операций, эксплуатации автотранспортных средств, строительной техники и оборудования.
- Коммунальные отходы. Образуются при жизнедеятельности обслуживающего персонала, задействованного при производстве работ.

Согласно Классификатору отходов (утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) каждому виду отходов присваивается специальный классификационный код. Кодировка отходов учитывает область образования, способ складирования (захоронения), способ утилизации или регенерации, потенциально опасные составные элементы, вид опасности, отрасль экономики, на объектах которой образуются отходы.

В соответствии с п. 4 ст. 338 ЭК РК виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов с учетом требований настоящего 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.

Номенклатура, уровень опасности, перечень видов опасных составляющих отходов, кодов и характеристик опасных отходов, и т.д. определяется согласно Экологическому кодексу по Классификатору отходов, утверждаемый уполномоченным органом по охране окружающей среды.

На этапе строительства объекта предполагается образование производственных и твердых бытовых отходов.

Основные виды производственных отходов, образующиеся в результате проведения строительных работ – промасленная ветошь, ТБО (смешанные коммунальные отходы), огарки сварочных электродов, использованная тара ЛКМ, металлолом, строительные отходы, отработанные масла.

Основные виды производственных отходов, образующиеся в результате эксплуатации месторождения – промасленная ветошь, ТБО (смешанные коммунальные отходы), огарки сварочных электродов, металлолом, отработанные масла, нефтешлам, использованные СИЗ.

- Металлолом - инертные отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и демонтаже оборудования (металлические стружки, обрезки труб, арматуры и т.д.). По мере образования металлолом складывается на специально отведенной площадке. По мере накопления вывозятся подрядной организацией на договорной основе.
- Отходы тары ЛКМ образуются в процессе покрасочных работ. Отходы тары складываются в контейнеры и вывозятся на захоронение на договорной основе.
- Огарки сварочных электродов образуются в процессе проведения сварочных работ. Токсичные компоненты – цветные металлы. Огарки складываются в контейнеры и по мере накопления вывозятся подрядной организацией на договорной основе.
- Строительные отходы – отходы образующиеся в процессе производства строительных работ. Собираются в контейнеры и вывозятся на договорной основе.
- Твердо-бытовые отходы образуются при обеспечении жизнедеятельности обслуживающего персонала и включают в себя отходы столовой, бытовой мусор, канцелярский и упаковочный мусор, ветошь и т.д. Твердые бытовые отходы, образующиеся в результате жизнедеятельности обслуживающего персонала, собираются в металлические контейнеры для ТБО и передаются на утилизацию в стороннюю организацию на договорной основе.

7.4 Расчет норм образования отходов при строительстве

Отходы ЛКМ (пустая тара от ЛКМ).

Количество использованной тары ЛКМ определяется по формуле:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{ki} \cdot \alpha_i,$$

где: N - количество тары, т/год;

M_i – масса i-го вида тары, тонн/год;

n – число видов тары;

M_{ki} – масса краски в i-той таре;

α_i - содержание остатков краски в i-той таре в долях от M_{ki} (0,02).

$$N = 0,0015 \cdot 25 + 0,28 \cdot 0,02 = 0,0431 \text{ т}$$

Тара из – под ЛКМ собирается в специальные контейнеры и в дальнейшем вывозится на полигон для сжигания на специальных установках типа ADV-200, «Форсаж-2М», «Факел-1М».

Промасленная ветошь. Образуется в процессе обслуживания спецтехники и автотранспорта

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год, где:}$$

где M_o – поступающее количество ветоши, 0,03 т;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12 \cdot M_o$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15 \cdot M_o$,

$$M = 0,12 \cdot 0,03 = 0,0036 \text{ т,}$$

$$W = 0,15 \cdot 0,03 = 0,0045 \text{ т,}$$

$$N = 0,03 + 0,0036 + 0,0045 = 0,0381 \text{ т.}$$

Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и в дальнейшем вывозится на полигон для сжигания на специальных установках типа ADV-200, «Форсаж-2М», «Факел-1М».

Огарки сварочных электродов - расчет образования огарков сварочных электродов выполнен в соответствии с приложением 16 к приказу № 100 от 18. 04. 2008 г. «Методика разработки проектов нормативов размещения отходов производства и потребления».

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле:

$$N = M \times Q, \text{ т/год,}$$

где:

N – количество огарков сварочных электродов;

где: N – количество огарков электродов, т/цикл;

Мост – расход электродов – 1,056 т/цикл

$$N = \text{Мост} \times Q = 0,015 \times 1,056 = 0,01584 \text{ т/цикл.}$$

Огарки сварочных электродов собираются в контейнера и вывозятся в специализированное предприятие на прессование пакетировочным прессом У81-250 и дальнейшего захоронения.

Металлолом – (инертные отходы, остающиеся при строительстве – металлическая стружка, куски металла, арматура и т.д.)- твердые, не пожароопасные. В основном образуется в процессе демонтажа и резки металлопроката. Состав (%): железо — 95-98, оксид железа — 2-1, углерод — до 3. Отделяется от других отходов и хранится на территории предприятия в специально отведенном месте не более 6 месяцев.

Металлолом собирается на специальной площадке и вывозится для вторичного использования в специализированные организации.

Строительные отходы (остатки бетона, опалубки). Образуются в процессе проведения работ по бетонированию площадок.

В состав отхода могут входить, например, остатки цемента - 10%, песок - 30%, бой керамической плитки - 5%, штукатурка - 55%.

Собираются и хранятся на территории предприятия не более 6 месяцев. Принимаются ориентировочно в количестве 0,4 т/цикл.

Строительные отходы собираются в специальных контейнерах и вывозится по договору для дальнейшей переработки методом дробления на щековой и вертикальной комбинированной дробилке и повторного использования.

Ориентировочное количество данного вида отходов составит – 0,4 тонны.

Коммунальные отходы. Образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_3 = P \times M \times P_{\text{то}}, \text{ где:}$$

где: P - норма накопления отходов на 1 чел в год, 0,3 м³/чел;

M - численность работающего персонала, чел;

p – плотность отходов, 0,25 т/м³.

$$Q_3 = 0,3 \times 22 \times 0,25 = 1,65 \text{ т/год.}$$

С учетом времени строительства объем образования отходов будет (7,0 мес.) 0,963 т/период.

ТБО собирается в контейнерах и вывозится по договору на сжигание.

Количество отходов, образующиеся при строительстве, принято ориентировочно и будет корректироваться заказчиком по фактическому образованию.

7.5 Расчет норм образования отходов при эксплуатации

Коммунальные отходы. Образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_3 = P * M * P_{\text{тбо}}, \text{ где:}$$

P - норма накопления отходов на одного человека в год, м³/год*чел. –0.3;

M - численность персонала– 5 человек;

P_{тбо}- удельный вес твердо-бытовых отходов, т/м³ - 0,25.

$$Q_3 = 0,3 * 5 * 0,25 = 0,375 \text{ т/год.}$$

С учетом времени строительства объем образования отходов будет: при эксплуатации – 0,75 т/период.

Количество отходов, образующиеся при эксплуатации, принято ориентировочно и будет корректироваться заказчиком по фактическому образованию.

Промасленная ветошь. Образуется в процессе обслуживания спецтехники и автотранспорта

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где: **M_o** - количество поступающей ветоши, т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла ($M = M_o * 0,12$);

W - норматив содержания в ветоши влаги ($W = M_o * 0,15$);

$$N = 0,01 + (0,01 * 0,12) + (0,01 * 0,15) = 0,0127 \text{ т}$$

Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и в дальнейшем вывозится на полигон для сжигания на специальных установках типа ADV-200, «Форсаж-2М», «Факел-1М».

7.6 Лимиты размещения отходов

В целях обеспечения охраны окружающей среды и благоприятных условий для жизни и (или) здоровья человека, уменьшения количества подлежащих захоронению отходов и стимулирования их подготовки к повторному использованию, переработки и утилизации устанавливаются для объектов I и II категорий лимиты накопления и лимиты захоронения отходов (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов»).

Лимиты накопления отходов устанавливаются для каждого конкретного места накопления отходов, входящего в состав объектов I и II категорий, в виде предельного количества (массы) отходов по их видам, разрешенных для складирования в соответствующем месте накопления.

Видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации, проектируемых сооружений, представлена в таблице ниже.

Таблица 26 - Качественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации

| Наименование отхода | Код отхода | Уровень опасности отхода | Метод утилизации |
|---------------------|------------|--------------------------|------------------|
|---------------------|------------|--------------------------|------------------|

| Строительство | | | |
|-----------------------------|-----------|------------------|---|
| Использованная тара ЛКМ | 08 01 11* | опасные отходы | Сбор и вывоз согласно договору на утилизацию |
| Промасленная ветошь | 15 02 02* | опасные отходы | Сбор и вывоз согласно договору на утилизацию |
| Строительные отходы | 17 09 04 | неопасные отходы | Сбор и вывоз согласно договору на утилизацию |
| Металлолом | 17 04 07 | неопасные отходы | Сбор и вывоз согласно договору на утилизацию |
| Огарки сварочных электродов | 12 01 13 | неопасные отходы | Сбор и вывоз согласно договору на утилизацию |
| Коммунальные отходы | 20 03 01 | неопасные отходы | Сбор и вывоз согласно договору на захоронение |

Места накопления отходов предназначены для:

1) 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;

2) временного складирования неопасных 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;

3) 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.

Лимиты накопления отходов и лимиты захоронения отходов обосновываются операторами объектов I и II категорий в программе управления отходами при получении экологического разрешения и устанавливаются в соответствующем экологическом разрешении. 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).

Нормативы размещения отходов, установленные при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта представлены в таблицах ниже.

Таблица 27 – Лимиты накопления отходов, установленные при строительстве

| Наименование отходов | Объем накопленных отходов на сущ. положение, тонн/год | Лимит накопления, тонн/год |
|------------------------------|---|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Всего | | 1,8602 |
| в т. ч. отходов производства | | 0,8972 |
| отходов потребления | | 0,963 |
| Опасные отходы | | |
| Тара от ЛКМ | | 0,0431 |
| Промасленная ветошь | | 0,0381 |
| Не опасные отходы | | |
| Огарки сварочных электродов | | 0,016 |
| Строительные отходы | | 0,4 |
| Металлолом | | 0,4 |
| Твердо-бытовые отходы | | 0,963 |

Таблица 28 – Лимиты накопления отходов, установленные при эксплуатации

| Наименование отходов | Объем накопленных отходов на сущ. положение, тонн/год | Лимит накопления, тонн/год |
|------------------------------|---|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Всего | | 0,3877 |
| в т. ч. отходов производства | | 0,0127 |
| отходов потребления | | 0,375 |
| Опасные отходы | | |
| Промасленная ветошь | | 0,0127 |
| Не опасные отходы | | |
| Твердо-бытовые отходы | | 0,375 |

Сведения об объеме и составе образуемых на этапе эксплуатации проектируемого оборудования отходов, способах их накопления, а также их повторного использования, переработки и утилизации содержатся в Проагграмме управления отходами (ПУО) на 2024 год.

Порядок сбора, сортировки, хранения, удаления, нейтрализации, реализации и транспортировки на этапе эксплуатации производится в соответствии с требованиями по обращению с отходами по классам опасности.

Для каждого вида опасного отхода на предприятии разработан Паспорт опасных отходов. Паспортизация проводится в соответствии с действующими на момент паспортизации нормативными документами для всех видов отходов, образующихся на предприятии.

Сбор отходов производится отдельно, в соответствии с видом отходов, способами утилизации, реализации и хранением. Отходы предприятия временно хранятся в стандартных контейнерах, специальных емкостях, либо специально отведенных помещениях и площадках в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями и маркировкой.

Специальные контейнеры имеют надписи (маркировки), в которых отображена информация по наименованию, уровню и классу опасности отхода, а также объему контейнера.

7.7. Программа управления отходами на предприятии

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, все отходы производства и потребления образующиеся в производственной деятельности по мере накопления должны собираться, храниться, обезвреживаться, сдаваться для утилизации, транспортироваться в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности в места утилизации или захоронения.

Существующая на предприятии схема управления отходами на предприятии должна включать в себя следующие этапы технологического цикла отходов согласно требованиям ЭК РК:

Владельцы отходов - Статья 318. 1. Под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. 2. 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).

Накопление отходов - статья 320. пункт 1. Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления. 2. Места накопления отходов предназначены для: 1) 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; 2) временного складирования неопасных 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; 3) 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.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

3. 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).

4. Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

Сбор отходов – статья 321. 1. Под сбором отходов понимается деятельность по организованному приему отходов от физических и юридических лиц специализированными организациями в целях дальнейшего направления таких отходов на восстановление или удаление. 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. 2. Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить отдельный сбор отходов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса. 3. 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 в

соответствии с требованиями настоящего Кодекса и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности. 5. Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Транспортировка отходов - статья 321. 1. 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.

Восстановление отходов - Статья 323. 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: 1) подготовка отходов к повторному использованию; 2) переработка отходов; 3) утилизация отходов.

Удаление отходов - Статья 325. 1. Удалением отходов признается любая, не являющаяся восстановлением операция по захоронению или уничтожению отходов, включая вспомогательные операции по подготовке отходов к захоронению или уничтожению (в том числе по их сортировке, обработке, обезвреживанию). 2. Захоронение отходов - складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока, без намерения их изъятия. 3. Уничтожение отходов - способ удаления отходов путем термических, химических или биологических процессов, в результате применения которого существенно снижаются объем и (или) масса и изменяются физическое состояние и химический состав отходов, но который не имеет в качестве своей главной цели производство продукции или извлечение энергии.

Вспомогательные операции при управлении отходами - Статья 326. 1. К вспомогательным операциям относятся сортировка и обработка отходов. 2. Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению. 3. Под обработкой отходов понимаются операции, в процессе которых отходы подвергаются физическим, термическим, химическим или биологическим воздействиям, изменяющим характеристики отходов, в целях облегчения дальнейшего управления ими и которые осуществляются отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению. Под обезвреживанием отходов понимается механическая, физико-химическая или биологическая обработка отходов для уменьшения или устранения их опасных свойств.

Паспорт опасных отходов - Статья 343. 1. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе деятельности которых образуются опасные отходы. 2. Паспорт опасных отходов должен включать следующие обязательные разделы:

- 1) наименование опасных отходов и их код в соответствии классификатором отходов;
- 2) реквизиты образователя отходов: индивидуальный идентификационный номер для физического лица и бизнес-идентификационный номер для юридического лица, его место нахождения;

- 3) место нахождения объекта, на котором образуются опасные отходы;
- 4) происхождение отходов: наименование технологического процесса, в результате которого образовались отходы, или процесса, в результате которого товар (продукция) утратил (утратила) свои потребительские свойства, с наименованием исходного товара (продукции);
- 5) перечень опасных свойств отходов;
- 6) химический состав отходов и описание опасных свойств их компонентов;
- 7) рекомендуемые способы управления отходами;
- 8) необходимые меры предосторожности при управлении отходами;
- 9) требования к транспортировке отходов и проведению погрузочно-разгрузочных работ;
- 10) меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, связанных с опасными отходами, в том числе во время транспортировки и проведения погрузочно-разгрузочных работ;
- 11) дополнительную информацию (иную информацию, которую сообщает образователь отходов).

3. Форма паспорта опасных отходов утверждается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, заполняется отдельно на каждый вид опасных отходов и представляется в порядке, определяемом статьей 384 ЭК, в течение трех месяцев с момента образования отходов.

Программа управления отходами - статья 335. 1. Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами разрабатывается согласно Приказа Министра энергетики Республики Казахстан от 25 ноября 2014 года № 146 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами.

7.8 Рекомендации по управлению отходами и по вспомогательным операциям, технологии по выполнению указанных операций

Система управления отходами является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой на предприятии и имеет следующие цели:

- уменьшение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК;
- систематизация процессов образования, удаления и обезвреживания всех видов отходов в соответствии с действующими нормативными документами РК.

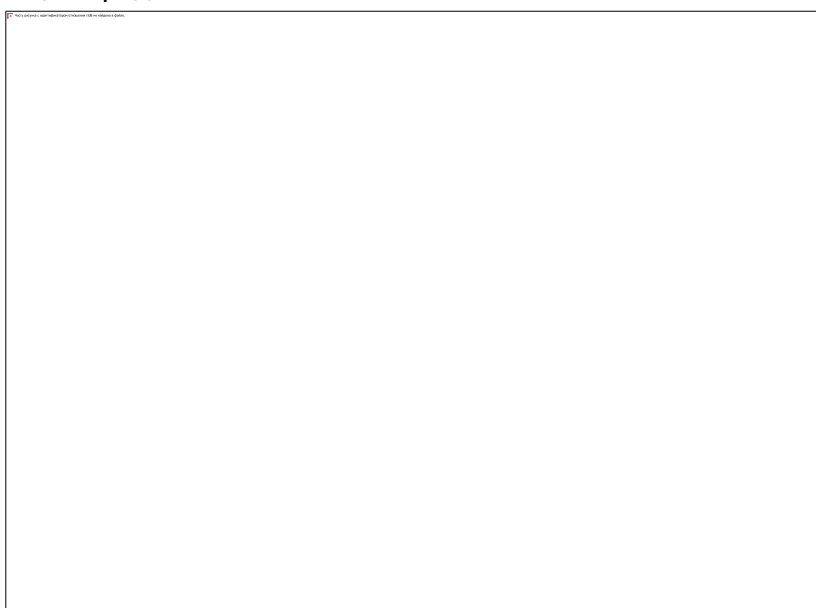
Концепция управления отходами базируется на, так называемом, понятии «3Rs» - reduce (сокращение), reuse (повторное использование) и recycling (переработка). Наиболее предпочтительным является, безусловно, полное предотвращение выбросов или их сокращение, далее, вниз по иерархии, следуют повторное использование, переработка, энергетическая утилизация отходов и уничтожение.

Работа любого предприятия неизбежно влечет за собой образование отходов производства и потребления (ОПП) и создает проблему их размещения, утилизации или захоронения. Первым законодательным документом в области управления отходами является Директива европейского Союза 75/442/ЕЭС от 15 июля 1975 года, в которой впервые

были сформулированы и законодательно закреплены принципы обращения с отходами так называемая Иерархия управления отходами.

Безопасное обращение с отходами с учетом международного опыта основывается на следующих основных принципах (ст 329 Экологического кодекса РК):

- предотвращение образования отходов (уменьшая количество и вредность, используя замкнутый цикл производства);
- утилизация отходов до полного извлечения полезных свойств веществ (повторное использование сырья);
- безопасное размещение отходов;
- приоритет утилизации над их размещением; • исключение из хозяйственного оборота не утилизируемых отходов (опасных, токсичных, радиоактивных);
- размещение отходов без причинения вреда здоровью населения и нанесения ущерба окружающей среде.



При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

Система управления предусматривает девять этапов технологического цикла отходов:

1 этап - появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап - сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап - идентификация отходов, которая может быть визуальной

4 этап - сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап - паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап - упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности

исохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

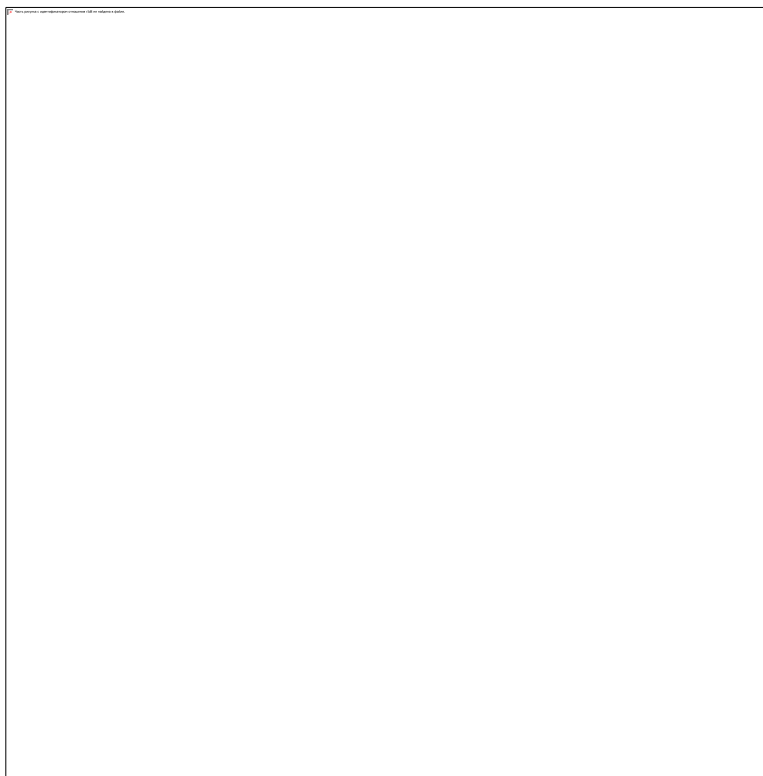
7 этап - складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап - хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап - утилизация отходов.

На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов.

Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.



На предприятии сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все

образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

Анализ отходов по участкам их образования, сбора и мест временного хранения, существующих способов утилизации приведены в таблицах ниже.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии
- сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов
- вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам.
- 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.

Инвентаризация отходов

Инвентаризация отходов на объектах предприятия проводится ежегодно, и представляется установленный перечень всех отходов, образующихся в подразделениях предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при установлении стратегических экологических целей и на их основе разрабатывают мероприятия по регенерации,

утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

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 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 областной статистический орган отчет по опасным отходам, выполняет расчеты платежей за размещение отходов в ОС.

Сбор, сортировка и транспортировка отходов

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности («абсолютно» безопасные;

«абсолютно» опасные; «Зеркальные»)

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов.

Контейнеры должны быть маркированы и окрашены в определенные цвета.

По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии.

Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения.

Оформление документов на вывоз и погрузку отходов в автотранспорт осуществляет ответственный за обращение с отходами в производственном подразделении.

Транспортировку всех видов отходов следует производить автотранспортом, исключая возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды.

Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов

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.

Обезвреживание отходов

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

Для ликвидации возможной аварийной ситуации, связанной с проливом электролита от аккумуляторных батарей в помещении, предназначенном для хранения, предусмотрено наличие необходимого количества извести, соды, воды для нейтрализации.

7.9 Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

– соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;

- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

7.10 Мероприятия по снижению объемов образования отходов и снижению воздействия на окружающую среду.

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды;
- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;
- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- составление паспортов отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;
- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

7.11 Охрана флоры и фауны

Растительный покров является одним из важнейших компонентов ландшафтов. Нарушение естественного растительного покрова сопровождается формированием антропогенных модификаций природных территориальных комплексов, что активно проявляется в районе рассматриваемой территории.

Растительный покров территории строительства объектов месторождении образован еркеково-полынными, крупняково-полынными группировками.

На основании вышеизложенного, величина негативного воздействия проекта на растительность оценивается как низкая, при этом область воздействия соответствует локальному масштабу, продолжительность воздействия – кратковременному.

7.11.1 Мероприятия по снижению негативного воздействия на растительный покров

С целью снижения негативного воздействия на растительный мир проектными решениями предусматриваются следующие мероприятия:

- подъездные пути между участками работ проводить с учетом существующих границ и т.п., с максимальным использованием имеющейся дорожной сети;
- применение техники и оборудования с отрегулированными двигателями, регламентирующими уровни шума и выбросов загрязняющих веществ в пределах установленных санитарно-гигиенических нормативов;
- своевременный сбор и удаление отходов;
- сведение к минимуму движения автотранспорта и техники по бездорожью;
- предупреждение возникновения и распространения пожаров;
- максимальное сохранение естественных ландшафтов.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное, и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В целом же, оценивая воздействие на растительный мир следует признать незначительным.

7.11.2 Мероприятия по снижению негативного воздействия на животный мир

Охрана окружающей среды и предотвращение ее загрязнения в процессе сводится к определению предполагаемого воздействия на компоненты окружающей природной среды (в т.ч. животный мир), разработке природоохранных мероприятий, сводящих к минимуму возможное воздействие.

Охране подлежат не только редкие, но и обычные, пока еще достаточно распространенные животные.

Процессы строительства характеризуются высокими темпами работ, минимальной численностью одновременно занятых строителей, минимизацией монтажных операций на площадках, высокой квалификацией персонала, минимальной площадью земель, отводимых во временное пользование для технологических и социальных нужд строителей на время работ, оптимизация транспортной схемы и др.

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- ✓ инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- ✓ строгое соблюдение технологии;
- ✓ запрещение кормления и приманки диких животных;
- ✓ запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- ✓ использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- ✓ ограждение всех технологических площадок, исключаящее случайное попадание на них животных;

- ✓ работы по восстановлению деградированных земель.

Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- ✓ помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- ✓ обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- ✓ снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Требуется учитывать, что территория месторождения является зоной стабильной природно-очаговой эпизоотии инфекционных заболеваний. Многие из обитающих здесь грызунов являются носителями опасных болезней (песчанки).

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

7.11.3 Оценка воздействий на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения

Основным компонентом природной среды, страдающим от техногенных воздействий при строительстве запроектированного объекта, является ландшафт, его поверхностный почво-растительный покров и подстилающие грунты.

Сам процесс строительства характеризуется:

- высокими темпами работ;
- минимальной площадью земель отводимой под строительство.

При этом ущерб подстилающей поверхности вызывается применением тяжёлых транспортно-технологических средств. Именно в период строительства наносится максимальный ущерб почвенно-растительному покрову, малым водотокам, распугивается населяющая фауна. На этой же начальной фазе происходит физико-химическое загрязнение почв, грунтов, поверхностных вод горюче-смазочными материалами, твердыми отходами строительства.

В целях защиты подстилающей поверхности от повреждения и загрязнения во время строительства особое внимание должно быть уделено следующим мероприятиям:

- Проезд и работа строительной техники и механизмов должны осуществляться в пределах рекультивируемой зоны строительства;
- Запрещается слив ГСМ вне специально оборудованных для этих целей мест;

- По завершению строительства необходимо тщательно произвести рекультивацию нарушенных земель.

7.12 Охрана недр

Геологическая среда, по сравнению с другими компонентами окружающей среды обладает некоторыми специфическими особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это в первую очередь достаточная инерционность среды, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами).

Наиболее сложной и ответственной задачей при разработке нефтяных месторождений является охрана недр. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом РК «О недрах и недропользовании» и Кодексом РК «О недрах и переработке минерального сырья».

Основным объектом воздействия на недра при проектируемых работах будут являться продуктивные нефтегазоносные горизонты. Воздействие на геологическую среду при выполнении работ может происходить в двух направлениях: загрязнение вследствие нарушения естественной сплошности геологических структур скважинами и загрязнение с поверхности земли.

Необходимый комплекс геолого-промысловых исследований при опробовании скважин и при их эксплуатации разработан, согласно «Единых правил охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в Республике Казахстан».

Воздействие, обусловленное изменением свойств геологической среды, определяющее возможность поступления нефтяного флюида в затрубное пространство и связанное с этим загрязнение вышележащих горизонтов сведено к минимуму за счет принятых технологических решений. Проектными решениями предусмотрена конструкция скважин и технология пробной эксплуатации полностью обеспечивающая условия охраны недр, в первую очередь за счет ее прочности и долговечности, необходимой глубины спуска колонн, герметичности обсадных колонн, а также за счет изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Основными требованиями по охране недр, будут являться мероприятия, направленные на рациональное и комплексное использование полезного ископаемого, обеспечение полноты извлечения, сохранения свойств энергетического состояния верхних частей недр с целью предотвращения землетрясений, оползней, подтоплений и просадок грунтов. Проектом предусмотрен обширный комплекс скважинных исследований, позволяющих выбрать оптимальный режим контроля за пластовым давлением в процессе дальнейшей промышленной эксплуатации:

- обеспечение полноты геологического изучения для оперативной оценки запасов месторождения;
- оперативная оценка извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих попутных компонентов;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проходки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;

- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование и тем самым обеспечивая надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов.

В целом, воздействие на недра при обустройстве м-ия, можно оценить как низкое, не вызывающее значимых изменений в геологической среде.

8. ПРОТИВОЭПИДЕМИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест. Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется, преимущественно, в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

В изогеографическом отношении описываемая территория относится к Западно-Казахстанскому автономному очагу чумы - особо опасной инфекции по классификации Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ).

Чума - природно-очаговое заболевание, приуроченное к определённым географическим зонам, где происходит расселение и размножение её основных носителей и переносчиков. «Зона чумы» диких грызунов опоясывает весь земной шар по экватору в полосе между 50° С.Ш, и 40° Ю.Ш.

Хранителями возбудителя в природном очаге являются: большая песчанка, сурок, суслик, тушканчик, табарган, а всего более 235 видов и подвидов грызунов могут быть носителями чумы.

Кроме грызунов, в период эпизоотии, бактерии чумы выделяются от ежей, хорьков, корсаков, домашних кошек и верблюдов.

Острые эпизоотии чумы среди грызунов возникают при высокой плотности их расселения в природе и достаточной численности блох-переносчиков, а также при нарушении сложившегося стереотипа обитания, вызванного факторами беспокойства и разрушением мест обитания при перемещении грунта, движении транспорта и т. п.

Человек заражается, находясь в природных очагах, как правило, через укусы блох.

В целях профилактики заражений чумой следует предусматривать:

- в связи с сезонностью регистрации чумы персонал, работающий на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах, должен обеспечиваться защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;
- в инструкциях по ТБ следует внести раздел по противоэпидемической безопасности (нельзя прикасаться к павшим грызунам и хищникам, а также охотиться на грызунов в весенне-летний период и т. п.);
- инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность контроль за соблюдением персоналом противоэпидемических требований.

9. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих санитарных правил «Санитарно - эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», и гигиенических нормативов «Санитарно - эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

В настоящее время используются следующие единицы измерения радиоактивности:

- мкР/Час – микрорентген в час, мощность экспозиционной дозы (МЭД) рентгеновского или гамма-излучения, миллионная доля единицы радиоактивности – 1 Рентген в час; за 1 час облучения с МЭД равной 1000 мкР/Час человек получает дозу, равную 1000 мкР или 1 миллирентгену.

- мЗв - миллизиверт; эквивалентная доза поглощенного излучения, тысячная доля Зиверта. 1 Зиверт = 1 Джоуль на 1 кг биологической ткани и условно сопоставим с дозой, равной 100 Рентген в час.

- Бк – Беккерель; единица активности источника излучения, равная 1 распаду в секунду.

- Кюри – единица активности, равная $3,7 \cdot 10^{10}$ распадов в секунду (эквивалентно активности 1 грамма радия, создающего на расстоянии 1 см мощность дозы 8400 Рентген в час.

Согласно гигиеническим нормативам, эффективная удельная активность природных образований, используемых в строительных материалах, а также отходов промышленных производств не должна превышать:

- для материалов, используемых для строительства жилых и общественных зданий (1 класс) – 370 Бк/кг или 20 мкР/Час;

- для материалов, используемых в дорожном строительстве в пределах населенных пунктов и зон перспективной застройки, а также при возведении производственных сооружений (2 класс) – 740 Бк/кг или 40 мкР/Час;

- для материалов, используемых в дорожном строительстве вне населенных пунктов (3 класс) – 1350 Бк/кг или 80 мкР/Час;

- при эффективной удельной активности больше 1350 Бк/кг использование материалов в строительстве запрещено.

Проектом не предусматривается вскрытие радиоактивных пород, которое вызвало бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Гамма-спектрометрический анализ материалов должен свидетельствовать, что активность определяемых элементов не превышает допустимых норм. Согласно ГОСТ 30108-94 «Материалы, изделия строительные. Определение удельной активности радионуклидов», допустимая норма для строительных материалов составляет для ^{232}Th и ^{226}R – 370 Бк/кг.

Необходимо определить фоновые показатели ионизирующих излучений в лабораторных условиях отобранных проб почво-грунтов. По совокупности замеров уровня ионизирующего излучения результаты измерений не должны превышать естественного фона.

Проектируемый объем работ не требует проведения каких-либо защитных противорадиационных мероприятий.

Основываясь на результатах анализа современной радиационной обстановки, и учитывая, что при реализации проекта не будут внедряться технологии и оборудование, нетипичные для существующего производства, можно ожидать, что при реализации проекта не будут наблюдаться существенные изменения в радиационной обстановке.

10. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять подобную деятельность на объектах нефтедобычи Республики Казахстан.

Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- почвы и грунтов;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

11. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

11.1 Методика оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания.

Методика основана на балльной системе оценок. В таблице представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в пяти категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по пяти градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице.

Результаты комплексной оценки воздействия проектируемого объекта на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (высокий, средний, низкий). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 29 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

| Масштаб воздействия (рейтинг относительно-го воздействия и нарушения) | Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений |
|---|---|
| Пространственный масштаб воздействия | |
| Локальный (1) | Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта |

| | |
|---|--|
| <i>Ограниченный (2)</i> | Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта |
| <i>Местный (3)</i> | Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта |
| <i>Региональный (4)</i> | Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или более 10 км от линейного объекта |
| Временной масштаб воздействия | |
| <i>Кратковременный (1)</i> | Длительность воздействия до 6 месяцев |
| <i>Средней продолжительности (2)</i> | От 6 месяцев до 1 года |
| <i>Продолжительный (3)</i> | От 1 года до 3-х лет |
| <i>Многолетний (4)</i> | От 3-х лет и более |
| Интенсивность воздействия (обратимость изменения) | |
| <i>Незначительная (1)</i> | Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости |
| <i>Слабая (2)</i> | Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается |
| <i>Умеренная (3)</i> | Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов |
| <i>Сильная (4)</i> | Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху). |
| Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия) | |
| <i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i> | последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность |
| <i>воздействие средней значимости (9-27)</i> | может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости |
| <i>воздействие высокой значимости (28-64)</i> | имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов |

11.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Основными загрязняющими атмосферу веществами при строительстве, будут вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, сварочных, покрасочных работах, также пыль, образуемая при и движении автотранспорта и при осуществлении земляных работ.

Выбросы при строительстве проектируемых объектов несут характер средний продолжительности (7мес).

Компрессор работающий от ДВС является организованным источником выбросов, работа компрессора носит краткосрочный характер.

Строительная техника и транспорт, которые будут использованы при строительных работах, также сварочные, битумные и покрасочные работы являются источниками неорганизованных выбросов.

Основное загрязнение приходит на долю автотранспорта и спецтехники, работающей на дизтопливе.

Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от стационарных источников при строительстве проектируемого объекта, составит 5,22649 г/сек или 0,64212 т/период.

Выброс от автотранспорта составляет 0,98776 г/сек или 0,91251 т/период.

В период эксплуатации обустраиваемых скважин ЗВ будут выделяться от запорных арматур и фланцевых соединений выделяются незначительные выбросы углеводородов.

Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации проектируемого объекта составит 6,7484 г/сек или 41,84708 т/год.

Проведенный расчет рассеивания приземных концентрации показал, что выбросы от источников в период эксплуатации проектируемых объектов меньше одной ПДК на границе СЗЗ.

ВЫВОД: Строительство будет иметь средней продолжительности, что окажет незначительное воздействие на состояние атмосферного воздуха.

После окончания строительных работ воздействие прекратится, а показатель качества атмосферного воздуха не претерпит никаких изменений.

Воздействие на атмосферный воздух при строительстве оценивается в пространственном масштабе, как локальный, во временном масштабе средний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия в 1 балл. Масштаб воздействия низкий.

Воздействие на атмосферный воздух при эксплуатации оценивается в пространственном масштабе, как локальное, во временном масштабе многолетний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия в 4 балла. Категория значимости низкая.

11.3 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Грунтовые воды на площадке строительства на глубине 8м не вскрыты.

Пресных вод в данном районе не обнаружено, поверхностные воды отсутствуют.

Организация рельефа на всех запроектированных скважинах выполняется посредством выравнивания поверхности земли срезкой слоя грунта. Поверхности площадки придан двускатный профиль с уклоном от оси к краям 0,5-1%. Проезды и подъезды к подлежащим обустройству скважинам не требуется.

ВЫВОД: Проектные решения обеспечивают комплексную защиту поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. Все технологические решения по водоснабжению, канализации и пожаротушению приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами и стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

Воздействие на поверхностные и подземные воды при строительстве оценивается в пространственном масштабе, как локальный, во временном масштабе средний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия в 1 балл. Масштаб воздействия низкий.

Воздействие на поверхностные и подземные воды при эксплуатации оценивается в пространственном масштабе, как локальное, во временном масштабе многолетний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия в 4 балла. Категория значимости низкая.

11.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

Основные проектируемые сооружения размещены на существующем промысле, поэтому дополнительного отчуждения земель не требуется.

Проектные решения обеспечивают сосредоточение всего эксплуатационного оборудования на отдельных площадках, имеющих бордюрное ограждение или обвалование, что обеспечивает надежную защиту от разлива нефтепродуктов на рельеф, сводит к минимуму воздействие на окружающую среду.

В соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.3.04-83 рекультивация нарушенных земель должна осуществляться в два последовательных этапа: технический и биологический.

Мероприятия по биологической рекультивации земель проектом не предусматриваются в силу низкого бонитета и засоленности грунтов.

По окончании обустройства объекта производится только техническая рекультивация земли, то есть вертикальная планировка площадки строительства под одну плоскость и очистка их от строительного мусора и металлолома

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, складываются из организационно-технологических; проектно-конструкторских решений.

ВЫВОД: По СНиП 1.02.01-85 разработку мероприятий по планировке и благоустройству промышленных площадок следует вести с учетом требований СНиП П-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий». На территории необходимо выполнить планировочные работы, ликвидировать ненужные выемки и насыпи, убрать строительный мусор и провести благоустройство земельного участка.

Воздействие на земельные ресурсы и почву при строительстве оценивается в пространственном масштабе, как локальный, во временном масштабе средний, по интенсивности воздействия, как слабое. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия в 2 балла. Масштаб воздействия низкий.

Воздействие на земельные ресурсы и почву при эксплуатации оценивается в пространственном масштабе, как локальное, во временном масштабе многолетний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия - низкое.

11.5. Оценка воздействия на недра

Геологическая среда, по сравнению с другими компонентами окружающей среды обладает некоторыми специфическими особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это в первую очередь достаточная инерционность среды, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами).

Наиболее сложной и ответственной задачей при разработке нефтяных месторождений является охрана недр. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании».

Основным объектом воздействия на недра при проектируемых работах будут являться продуктивные нефтегазоносные горизонты. Воздействие на геологическую среду при выполнении работ может происходить в двух направлениях: загрязнение вследствие нарушения естественной сплошности геологических структур скважинами и загрязнение с поверхности земли.

ВЫВОД:

Основными требованиями по охране недр, будут являться мероприятия, направленные на рациональное и комплексное использование полезного ископаемого, обеспечение полноты извлечения, сохранения свойств энергетического состояния верхних частей недр с целью предотвращения землетрясений, оползней, подтоплений и просадок грунтов.

В целом, воздействие на недра по обустройству месторождения, можно оценить как низкое, не вызывающее значимых изменений в геологической среде.

11.6 Оценка воздействия на флору и фауну

Растительность района чрезвычайно неоднородна, имеет бедный видовой состав и сильно разрежена. По составу растительности месторождение относится к району поздне-хвалынской суглинистой равнины. Здесь наиболее распространены многолетне-солянково-злаково-полукустарничковые сообщества с участием эфемеров. Из полукустарничков наиболее часто встречаются: сарсазан и полыни - белоземельная, черная, солончаковая.

Животный мир рассматриваемой территории характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью.

Ведущую роль среди животного населения играют членистоногие, пресмыкающиеся, рептилии, млекопитающие и птицы.

ВЫВОД: Проектными решениями обеспечиваются следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения Каратурун Западный:

- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.
- проезд автотранспорта и спецтехника осуществит строго по существующим промысловым дорогам.

Воздействие на флору и фауну при строительстве оценивается в пространственном масштабе, как локальный, во временном масштабе средний, по интенсивности воздействия, как незначительное.

Воздействие на флору и фауну при эксплуатации оценивается в пространственном масштабе, как локальное, во временном масштабе многолетний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия - низкое.

11.7 Оценка воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления

Оценка воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления осуществляется по следующим критериям: величина воздействия, зона влияния и продолжительность воздействия.

Запроектированный производственный процесс сбора и учета нефтепродуктов практически является безотходным.

В период строительства сбор отходов (строительный мусор), тара от ЛКМ, огарок электродов производится в специализированные контейнеры, по предварительной договоренности вывозится на полигон складирования промышленных отходов.

Металлолом – сбор производится в специализированные площадки, далее по предварительной договоренности вывозится для дальнейшей утилизации или переработки.

ВЫВОД: Согласно вышеперечисленным категориям воздействия отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, уровень экологического воздействия оценивается в пространственном масштабе, как локальный, во временном масштабе средний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью воздействия в 1 балл. Масштаб воздействия низкий.

Воздействие отходов производства и потребления при эксплуатации оценивается в пространственном масштабе, как локальное, во временном масштабе многолетний, по интенсивности воздействия, как незначительное. По интегральной оценке с суммарной значимостью - воздействия низкое.

11.8 Социально-экономическое воздействие

Строительство объекта в рамках «Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» (без сметной документации) будет оказывать положительный эффект в первую очередь на областном и республиканском уровне воздействия.

Увеличение добычи нефти и газа, отразится на благосостоянии, непосредственно работников ТОО «Бузачи-Нефть» и их членов семей, т.е. население области.

ВЫВОД: *Строительство оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое и экономическое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет от реализации нефтепродуктов), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.*

Обобщенные выводы: На основании интегральной оценки можно сделать вывод, что по интенсивности воздействия на компоненты окружающей среды, наибольшее воздействие будет оказываться на почвенный покров, растительность.

В целом воздействие на окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов по категориям воздействия можно обозначить в пространственном масштабе – как локальное, при временном масштабе воздействия – средний, при интенсивности воздействия – как *незначительное*.

Так как проектируемые объекты располагаются на территории существующих месторождений, по категории значимости масштаб воздействия обозначен как – низкий.

11.9 Интегральная оценка на окружающую среду

Комплексная оценка воздействия всех операций, позволяет сделать вывод о том, какая природная среда оказывается под наибольшим влиянием со стороны факторов воздействия.

В таблицу сведены все основные операции, связанные с деятельностью предприятия и факторы воздействия, приведена оценка комплексного воздействия на перечисленные компоненты окружающей среды, подвергающиеся воздействию.

В целом, положительных интегральных воздействий на компоненты природной среды от проектируемого объекта не отмечается, а отрицательное воздействие не выходит за пределы среднего уровня.

Анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что строительство и эксплуатация проектируемого объекта при условии соблюдения технических решений (штатная ситуация) не оказывает значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время, оказывается небольшое положительное воздействие на социально-экономическую сферу.

Таблица 30 - Интегральная оценка воздействия на природную среду при реализации проекта

| Компо-нент окружающей среды | Произ-водственная операция | Показатели воздействия | | | Интеграль-ная оценка воздейст-вия |
|---------------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| | | Пространст-венный масштаб | Временной масштаб | Интенсив-ность воздействия | |
| Атм. воздух | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Незначительная (1) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |
| Поверх-ностные и подземные воды | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Незначительная (1) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |
| Почвы | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Слабая (2) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |
| Раститель-ность | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Незначительная (1) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |
| Животный мир | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Незначительная (1) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |
| Отходы | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Незначительная (1) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |
| Физи-ческое воздейст-вие | Строительство | локальный (1) | средний (2) | Незначительная (1) | Воздействие низкой значимости (1-8) |
| | Эксплуатация | локальный (1) | многолетний (4) | Незначительная (1) | |

12 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

Реализация проекта требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

12.1 Возможные аварийные ситуации

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним - разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

Для отработанных привычных видов деятельности, отличающихся сравнительно невысокой сложностью и непродолжительностью деятельности, при оценке экологического риска может быть использован количественный подход.

Проведение проектных работ: подвоз оборудования, монтаж оборудования, сварочные работы, демонтаж оборудования - является хорошо отработанным, с изученной технологией видом деятельности, высококачественным оборудованием и высококвалифицированным персоналом. Исходя из общеотраслевых статистических данных, общая вероятность возникновения аварийных ситуаций составляет 0,02 процента.

В процессе проведения проектных работ могут возникнуть следующие осложнения процесса:

- нарушение герметичности оборудования;
- нарушение норм и правил производства работ;
- угроза возникновения пожара на объектах предприятия.
- проливы жидких и пастообразных отходов при их транспортировке.
- физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования и систем трубопроводов.

12.2 Безопасность жизнедеятельности

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Основные принципы и способы обеспечения безопасности населения в чрезвычайных ситуациях

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;

- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

12.3 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 работ 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 проводить:

- систематический контроль за состоянием оборудования;
- планово-предупредительные ремонты оборудования;
- соблюдение правил техники безопасности;
- предусмотрены мероприятия по обеспечению пожарной, промышленной, санитарно-гигиенической и экологической безопасности
- химические реагенты должны храниться в герметичной таре на площадках и специальных складах;
- проведение рекультивации нарушенных земель;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Существует три основных направления мер по обеспечению экологической безопасности проведения работ:

- первое – принятие технически грамотных и экономически целесообразных проектных решений;
- второе – качественное проведение строительно-монтажных работ;
- третье – проведение природоохранных и противоаварийных мероприятий.

12.4 Мероприятия по уменьшению последствий возможных чрезвычайных ситуаций

Предотвращение чрезвычайных ситуаций и их последствий обеспечивается за счет реализации заложенных в проекте мероприятий, направленных на снижение риска возникновения чрезвычайной ситуации и его локализацию.

Мероприятия по снижению последствий ЧС, заложенные в проект, проводятся по следующим направлениям:

- рациональное расположение оборудования на технологических площадках;
- герметизация технологического процесса;
- обеспечение безопасности производства;
- обеспечение надежного электроснабжения;
- обеспечение защиты от пожаров;
- обеспечение защиты обслуживающего персонала;
- поддержание в исправном состоянии электрооборудования, средств молниезащиты, защиты от статистического электричества;
- обеспечение охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.

13 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие на производстве аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на производстве.

Причины отказов могут происходить по причине:

- природно-климатических условий, температуры окружающей среды;
- низкой квалификации обслуживающего персонала;
- нарушения трудовой и производственной дисциплины.

Степень риска производства зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым работам, характеризуются очень низкими вероятностями. При возникновении данных факторов строительные работы прекращаются.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Таким образом, при строгом соблюдении проектных решений и правил техники безопасности, применении современных технологий и трудовой дисциплины, при строительно-монтажных работах, позволяет судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- почвенно-растительные ресурсы.

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте «Строительство системы закачки пластовой воды в скважины и площадка установки подготовки воды (УПВ) на м/р Каратурун Восточный и Морской» достаточно полно освещены вопросы охраны окружающей природной среды.

Важнейшими экологическими проблемами при освоении месторождения являются:

- охрана атмосферного воздуха;
- охрана почв и грунтов;
- охрана недр;
- охрана фауны и флоры;
- радиационная безопасность.

Эти проблемы при проектировании решаются комплексно и включают следующие основные положения:

- отработку наиболее эффективной технологии сбора, учета и транспортировки нефти месторождения с высокой степенью защиты персонала промысла и исследовательской организации, а также с максимальной защитой окружающей природной среды по всем основным показателям;
- замер и накопление продукции;
- первичную подготовку и средства для её дальнейшего транспорта на подготовку до товарного качества;
- унифицированную систему контроля, сигнализации, обеспечивающую контроль за технологическими режимами, сигнализацию в случаях отклонения от заданных параметров и оперативное отключение в аварийных ситуациях;
- комплексную защиту животного мира, включая специальную конструкцию опор ЛЭП, ограждение производственных сооружений и площадок.

Все вышеперечисленное позволяет утверждать, что запроектированные сооружения соответствуют современным техническим требованиям и, при соблюдении технологических регламентов, обеспечат эксплуатацию их с минимальным ущербом окружающей природной среде.

15. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс РК, (от 02.01,2021г. №400-VI)
2. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
3. «Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу при сварочных работах», РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004;
4. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
5. «Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов».
6. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
7. Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (повеличинам удельных выбросов), РНД 211.2.02.02-2004, Астана, 2005г
8. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, Астана. Приложение 13к, Приказ №100-п от 18.04.08г.
9. «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы 1996 г.
10. «Классификатор отходов», утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
11. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
12. «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду» от 10 марта 2021 года № 63.
13. Санитарные правила «Санитарно - эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.
14. «Санитарно – эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно – питьевых целей, хозяйственно – питьевому водоснабжению и местам культурно – бытового водопользования и безопасности водных объектов» утвержденные приказом Министра национальной экономики от 16.03.2015 г № 209.
15. Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения", утвержденные приказом» Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72.
16. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13
17. Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1**Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС.****1. Расчеты выбросов в атмосферу.**

16.1 Расчет выбросов ЗВ при строительстве

Источник 1001 - Котел битумный передвижной (разогрев битума)

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | | | | | | Результат | |
|--|------------|---------|---------|----------|---|----------|---|------|---|----------------|---------|
| Исходные данные: | | | | | | | | | | | |
| Время работы | T | час/год | 40,0 | | | | | | | | |
| Уд. вес дизтоплива | p | кг/м³ | 0,84 | | | | | | | | |
| Расход на горелку | B | кг/час | 19,6 | | | | | | | | |
| Расход на горелку на 1т т-ва | B | кг/т | 24 | | | | | | | | |
| Расход битума | B1 | т/цикл | 0,005 | | | | | | | | |
| Расход дизтоплива | B | т/цикл | 0,220 | | | | | | | | |
| Расчет: | | | | | | | | | | | |
| $\Pi_{NO_2} = 0,001 * B * Q * K_{NOx} * (1 - b) * 0,8$ где Q = 39,9 и $K_{NOx} = 0,08$ | | | | | | | | | | | |
| Валовый выброс | M_{NO_2} | т/год | 0,001 * | 0,2200 | * | 39,9 | * | 0,08 | * | (1 - 0) * 0,8 | 0,0006 |
| Максимальный выброс | M_{NO_2} | г/с | | 0,00056 | * | $10^6 /$ | (| 3600 | * | 40 | 0,0039 |
| $\Pi_{NO} = 0,001 * B * Q * K_{NOx} * (1 - b) * 0,13$ где Q = 39,9 и $K_{NOx} = 0,08$ | | | | | | | | | | | |
| Валовый выброс | M_{NO} | т/год | 0,001 * | 0,220 | * | 39,9 | * | 0,08 | * | (1 - 0) * 0,13 | 0,0001 |
| Максимальный выброс | M_{NO} | г/с | | 0,000091 | * | $10^6 /$ | (| 3600 | * | 40 | 0,0006 |
| $Псажа = B * Ar * X * (1 - g)$ | | | | | | | | | | | |
| зольность топлива | Ar | % | | | | | | | | 0,1 | |
| доля золы т-ва в уносе | X | % | | | | | | | | 0,01 | |
| доля, уловл. в золоулов-ле | g | | | | | | | | | 0 | |
| Валовый выброс | $M_{сажа}$ | т/год | | 0,22 | * | 0,1 | * | 0,01 | * | (1 - 0) | 0,00022 |
| Максимальный выброс | $M_{сажа}$ | г/с | | 0,00022 | * | $10^6 /$ | (| 3600 | * | 40,0 | 0,0015 |
| $\Pi_{SO_2} = 0,02 * B * Sr * (1 - g') * (1 - g'')$ | | | | | | | | | | | |
| содер-е серы в топливе | Sr | % | | | | | | | | 0,3 | |
| доля SO ₂ , связ.летучей золой | g' | | | | | | | | | 0,02 | |
| доля SO ₂ , уловл. В золоуловителе | g'' | | | | | | | | | 0,5 | |
| Валовый выброс | M_{SO_2} | т/год | | 0,02 | * | 0,2 | * | 0,3 | * | 0,5 | 0,00066 |
| Максимальный выброс | M_{SO_2} | г/с | | 0,00066 | * | $10^6 /$ | (| 3600 | * | 40 | 0,0046 |
| $\Pi_{CO} = 0,001 * C_{co} * B * (1 - g_4/100)$ | | | | | | | | | | | |
| где C _{co} = Q _r *K _{co} | | | | | | | | | | 13,89 | |
| K _{co} = 0,32 | M_{co} | т/год | | 0,001 | * | 13,89 | * | 0,2 | * | (1 - 0 / 100) | 0,00306 |
| Q _i ' = 42,75 | M_{co} | г/с | | 0,00306 | * | $10^6 /$ | (| 3600 | * | 40,0 | 0,0212 |

Источник №1002 - Дизельный компрессор

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Кол-во обор-я, работ-го одновр-но | Высота выхл. трубы, м | Диаметр выхл. трубы, м | Объем ГВС, м3/с | Темп-ра выхл. газов, град. С | Расход топлива, л/час | Расход топлива на 1 дв-ль, т/год | Суммар. расход топлива, т/год | Номин. мощность двигателя, кВт/час | Экспл. мощность двигателя, кВт/час |
|--------|----------------------|---------------|-----------------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|------------------------------|-----------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1002 | Дизельный компрессор | 2 | 2 | 1,7 | 0,14 | 0,037 | 450 | 1,833 | 0,8008 | 1,6016 | 4,0 | 4,0 |

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Кол-во обор-я, работ-го одновр-но | Удельные выбросы, г/кВт ч | Удельные выбросы, г/кг топлива | Время работы, час/год | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы, г/с | Выбросы, т/год |
|-----------|-------------------------|------------------|--|---------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|-----------|------------------------------------|-----------------|-------------------|
| 1002 | Дизельный компрессор | 2 | 2 | 10,3 | 43,0 | 520,0 | 0301 | Азота диоксид | 0,01831 | 0,05509 |
| | | 2 | 2 | 10,3 | 43,0 | 520,0 | 0304 | Азота оксид | 0,00298 | 0,00895 |
| | | 2 | 2 | 0,7 | 3,0 | 520,0 | 0328 | Сажа | 0,00156 | 0,00480 |
| | | 2 | 2 | 1,1 | 4,50 | 520,0 | 0330 | Серы диоксид | 0,00244 | 0,00721 |
| | | 2 | 2 | 7,2 | 30,0 | 520,0 | 0337 | Углерода оксид | 0,01600 | 0,04805 |
| | | 2 | 2 | 0,000015 | 0,000055 | 520,0 | 0703 | Бенз(а)пирен | 3,33E-08 | 8,81E-08 |
| | | 2 | 2 | 0,15 | 0,6 | 520,0 | 1325 | Формальдегид | 0,00033 | 0,00096 |
| | | 2 | 2 | 3,6 | 15 | 520,0 | 2754 | Углеводороды предельные C12-C19 | 0,00800 | 0,02402 |
| 33,4 | | | | | | | | | | |

Источник №1003 - Дизельный сварочный агрегат

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Высота выхл. трубы, м | Диаметр выхл. трубы, м | Объем ГВС, м3/с | Темп-ра выхл. газов, град. С | Расход топлива, л/час | Расход топлива на 1 дв-ль, т/год | Суммар. расход топлива, т/год | Номин. мощность двигателя, кВт/час | Экспл. мощность двигателя, кВт/час |
|--------|-----------------------------|---------------|-----------------------|------------------------|-----------------|------------------------------|-----------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1003 | Дизельный сварочный агрегат | 1 | 1,7 | 0,14 | 0,075 | 450 | 3,67 | 1,517 | 1,517 | 8,0 | 8,0 |

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Кол-во обор-я, работ-го одновр-но | Удельные выбросы, г/кВт ч | Удельные выбросы, г/кг топлива | Козф-т сниж. в-сов | Пл-ть д/т, кг/л | Время работы, час/сутки | Время работы, час/год | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы, г/с | Выбросы, т/год |
|--------|-----------------------------|---------------|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|--------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------|--------|-----------------------|--------------|----------------|
| 1003 | Дизельный сварочный агрегат | 1 | 1 | 10,3 | 43,0 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 0301 | Азота диоксид | 0,01831 | 0,052176 |
| | | 1 | 1 | 10,3 | 43,0 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 0304 | Азота оксид | 0,00298 | 0,008479 |
| | | 1 | 1 | 0,7 | 3,0 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 0328 | Сажа | 0,00156 | 0,004550 |
| | | 1 | 1 | 1,1 | 4,50 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 0330 | Серы диоксид | 0,00244 | 0,006825 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|------|---|----------|----------|---|------|---|-------|------|---------------------------------|----------|----------|
| | | 1 | 1 | 7,2 | 30,0 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 0337 | Углерода оксид | 0,01600 | 0,045502 |
| | | 1 | 1 | 0,000015 | 0,000055 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 0703 | Бенз(а)пирен | 3,33E-08 | 8,34E-08 |
| | | 1 | 1 | 0,15 | 0,6 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 1325 | Формальдегид | 0,00033 | 0,000910 |
| | | 1 | 1 | 3,6 | 15 | 1 | 0,84 | 4 | 492,0 | 2754 | Углеводороды предельные C12-C19 | 0,00800 | 0,022751 |
| | | 33,4 | | 139,1 | | | | | | | | 0,0496 | 0,1412 |

Источник №1004 - Дизель-электростанция

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Высота выхл. трубы, м | Диаметр выхл. трубы, м | Объем ГВС, м3/с | Темп-ра выхл. газов, град. С | Расход топлива, л/час | Расход топлива на 1 дв-ль, т/год | Суммар. расход топлива, т/год | Номин. мощность двигателя, кВт/час | Экспл. мощность двигателя, кВт/час |
|--------|-----------------------|---------------|-----------------------|------------------------|-----------------|------------------------------|-----------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1004 | Дизель-электростанция | 1 | 1,7 | 0,14 | 0,360 | 450 | 17,64 | 0,7706 | 0,771 | 60,0 | 60,0 |

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Кол-во обор-я, работ-го одновр-но | Удельные выбросы, г/кВт ч | Удельные выбросы, г/кг топлива | Время работы, час/год | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы, г/с | Выбросы, т/год |
|-----------|-----------------------|---------------|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------|---------------------------------|--------------|----------------|
| 1004 | Дизель-электростанция | 1 | 1 | 10,3 | 43,0 | 52,0 | 0301 | Азота диоксид | 0,13733 | 0,02651 |
| | | 1 | 1 | 10,3 | 43,0 | 52,0 | 0304 | Азота оксид | 0,02232 | 0,00431 |
| | | 1 | 1 | 0,7 | 3,0 | 52,0 | 0328 | Сажа | 0,01167 | 0,00231 |
| | | 1 | 1 | 1,1 | 4,50 | 52,0 | 0330 | Серы диоксид | 0,01833 | 0,00347 |
| | | 1 | 1 | 7,2 | 30,0 | 52,0 | 0337 | Углерода оксид | 0,12000 | 0,02312 |
| | | 1 | 1 | 0,000015 | 0,000055 | 52,0 | 0703 | Бенз(а)пирен | 2,50E-07 | 4,24E-08 |
| | | 1 | 1 | 0,15 | 0,6 | 52,0 | 1325 | Формальдегид | 0,00250 | 0,00046 |
| | | 1 | 1 | 3,6 | 15 | 52,0 | 2754 | Углеводороды предельные C12-C19 | 0,06000 | 0,01156 |
| 33,4139,1 | | | | | | | | | 0,3722 | 0,0717 |

Источник №7001 - Планировка участка

снятие почвенно-растительного слоя

| Наименование | Обоз. | Ед. изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|----------------|----------|---|-------------------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ. грунта | G | т/час | 37,1 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 15,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 319,7 | | |
| Объем работ | | тонн | 556,19 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,74 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1,5 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,5 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,06493 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | P ₁ | | | | 0,05 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | P ₂ | | | | 0,03 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | P ₃ | | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | P ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | P ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | P ₇ | | | | 0,7 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,064925 | * 15 * 3600 / 106 | 0,0035 |

планировка (песок и грунт)

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|----------------|---------|---|---------------------------------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ.грунта | G | т/час | 55,6 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 10,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 319,7 | | |
| Объем работ | | тонн | 556,19 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,74 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,7 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,15568 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | K ₁ | | | | 0,05 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | K ₂ | | | | 0,03 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | K ₃ | | | | 1,20 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | K ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | K ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | K ₇ | | | | 0,8 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,1557 | * 10,0 * 3600 / 10 ⁶ | 0,00560 |

Источник № 7002 - Транспортировка материала

грунт

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|--------|----------|--|--------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Средняя площадь платформы | F0 | м² | 12,5 | | |
| Пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега | q1 | г/с | 1450,0 | | |
| Пылевыведение с единицы фактической поверхности материала на платформе | q2 | г/м² * с | 0,002 | | |
| Число ходок (туда и обратно) транспорта в час | N | | 4,0 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,74 | | |
| Средняя протяженность 1-й ходки в пределах площадки | L | км | 1,5 | | |
| Число автомашин | n | | 5,0 | | |
| Часы работы автотранспорта | T | | 448,00 | | |
| Расчет: | | | $Q = (C_1 * C_2 * C_3 * C_6 * N * L * C_7 * q_1) / 3600 + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n$ | | |
| Объем пылевыведения, где | Q | г/с | | | 0,00302 |

| | | | | |
|---|----|-------|---|----------------|
| Коэффициент, учитывающий среднюю грузоподъемность единицы автотранспорта и принимаемый в соответствии с табл. 9 | C1 | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитывающий среднюю скорость передвижения транспорта в карьере, принимается по табл. 10 | C2 | | | 3,5 |
| Коэффициент, учитывающий состояние дорог (табл. 11) | C3 | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитывающий профиль поверхности материала на платформе и определяемый как отношение Fфакт / F0 | C4 | | | 1,45 |
| Коэффициент, учитывающий скорость обдува материала, по табл. 12 | C5 | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающий влажность поверхностного материала, по табл. 4 | C6 | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу | C7 | | | 0,01 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,0030 * 448,0 * 3600 / 10 ⁶ | 0,02436 |

Источник № 7003 - Разгрузка привозного грунта

разгрузка на участок складирования

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|-------------------|------------------|---|--------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество замаз.грунта | G | т/час | 55,6 | | |
| Время работы | T | час | 10,0 | | |
| Объем работ | | м ³ | 319,7 | | |
| Объем работ | | тонн | 556,2 | | |
| Плотность грунта | p | т/м ³ | 1,74 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 0,4 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | % | 0,5 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * K_9 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,00778 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | K ₁ | | | | 0,03 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | K ₂ | | | | 0,04 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | K ₃ | | | | 1,20 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | K ₃ Sr | | | | 1,20 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | K ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | K ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | K ₇ | | | | 0,7 |
| Коэффициент, учитыв. от типа грейфера | K ₈ | | | | 1,0 |
| Поправочный коэффициент при разгрузке автосамосвала | K ₉ | | | | 0,1 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,0078 * 10,0 * 3600 / 10 ⁶ | | 0,00028 |

Источник №7004 - Рытье траншей

| Наименование | Обоз. | Ед. изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|----------------|------------------|---|--------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ. грунта | G | т/час | 124,0 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 20,0 | | |
| Объем работ | | м ³ | 1422,4 | | |
| Объем работ | | тонн | 2474,98 | | |
| Плотность грунта | p | т/м ³ | 1,74 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1,5 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | % | 0,5 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,21700 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | P ₁ | | | | 0,05 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | P ₂ | | | | 0,03 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | P ₃ | | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | P ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | P ₅ | | | | 0,01 |

| | | | | | |
|--|----------------|-------|-------|-------------------|----------------|
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | P ₇ | | | | 0,7 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,217 | * 20 * 3600 / 106 | 0,01562 |

Источник №7004 - Рытье траншей

| Наименование | Обоз. | Ед. изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|----------------|----------|---|-------------------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ. грунта | G | т/час | 132,4 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 35,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 2663,8 | | |
| Объем работ | | тонн | 4634,94 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,74 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1,5 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,5 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,23175 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | P ₁ | | | | 0,05 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | P ₂ | | | | 0,03 |
| Коэффициент, учитывающий метеосостояния | P ₃ | | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | P ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | P ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | P ₇ | | | | 0,7 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,2318 | * 35 * 3600 / 106 | 0,02920 |

Источник №7005 - Обратная засыпка грунта

| Наименование | Обоз. | Ед. изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|----------------|----------|---|-------------------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ. грунта | G | т/час | 149,20 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 25,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 2131,0 | | |
| Объем работ | | тонн | 3729,26 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,75 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1,5 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,5 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,26110 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | P ₁ | | | | 0,05 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | P ₂ | | | | 0,03 |
| Коэффициент, учитывающий метеосостояния | P ₃ | | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | P ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | P ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | P ₇ | | | | 0,7 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,2611 | * 25 * 3600 / 106 | 0,02350 |

Источник №7006 - Разработка щебня, грунта и песка (для фундамента)

щебень

| Наименование | Обоз. н. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|-----------------------------|----------|---------|--------|--------|-----------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ.грунта | G | т/час | 88,2 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 15,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 945,0 | | |
| Объем работ | | тонн | 1323 | | |

| | | | | |
|--|----------------|-------|---|----------------|
| Плотность грунта | ρ | т/м³ | 1,4 | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | |
| Высота пересыпки | H | м | 1 | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,7 | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | |
| Расчет: | | | $g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | 0,04939 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | K ₁ | | | 0,04 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | K ₂ | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | K ₃ | | | 1,20 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | K ₄ | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | K ₅ | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | K ₇ | | | 0,6 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,0494 * 15,0 * 360 / 10 ⁶ | 0,00267 |

песок и грунт

| Наименование | Обоз н. | Ед.из м. | Кол-во | Расчет | Результ ат |
|--|----------------|---|---------------------------------------|--------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ.грунта | G | т/час | 110,3 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 15,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 945,0 | | |
| Объем работ | | тонн | 1653,75 | | |
| Плотность грунта | ρ | т/м³ | 1,75 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,7 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | g =K₁ * K₂ *K₃ * K₄ * K₅ * K₇ * G * B * 10⁶/ 3600 | | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,3087 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | K ₁ | | | | 0,05 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | K ₂ | | | | 0,03 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | K ₃ | | | | 1,20 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | K ₄ | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | K ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | K ₇ | | | | 0,8 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,3087 * 15,0 * 360 / 10 ⁶ | | 0,01667 |

Источник №7007 - Битумные работы

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|---|----------------------|---------|--------|--------------|-----------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Убыль материала | ρ | % | 0,1 | | |
| Удельный выброс =1кг углеводородов на 1т битума | | | | | |
| Расход битума на гидроизоляцию | m | | 50,0 | | |
| Время нанесения | T | | 40,00 | | |
| Расчет: | Пвал = (ρ - m) / 100 | | | | |
| Валовый выброс углеводородов Пвал | Пвал | т/год | 0,100 | * 50,0 / 100 | 0,0500 |
| Макс.разовый выброс углеводородов | Псек | г/с | | | 0,0014 |
| Углеводороды C12-C19 | | т/год | | | 0,05000 |
| | | г/с | | | 0,00139 |

Источник № 7008 - Сварочные работы

| Итого т/ггг | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|

| | | | | | | | | | | |
|-----------------------|---|--|-----|---|------|-------|------|---------------------------|---------|---------|
| Газовая резка металла | 1 | | ПБС | 5 | 1,1 | 100,0 | 0143 | Марганец и его соединения | 0,00031 | 0,00011 |
| | 1 | | ПБС | 5 | 39,0 | 100,0 | 0301 | Азота диоксид | 0,00867 | 0,00312 |
| | 1 | | ПБС | 5 | 39,0 | 100,0 | 0304 | Азота оксид | 0,00141 | 0,00051 |
| | 1 | | ПБС | 5 | 49,5 | 100,0 | 0337 | Углерода оксид | 0,01375 | 0,00495 |
| | | | | | | | | | 0,04438 | 0,01598 |

Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при работе с пластмассовыми материалами. Приложение № 7 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г №100 –п [7]

Источник №7009 - Сварка полиэтиленовых труб

q_i - удельное выделение загрязняющего вещества, на 1 сварку:

N - количество сварок в течение периода

T - годовое время работы оборудования, часов

углерод оксид

винил хлористый

| | | | |
|-----------------|--------------|----------------|--------------|
| углерод оксид | 0,009 | г/сварки | |
| винил хлористый | 0,0039 | г/сварки | |
| | 200 | | |
| | 200 | час/год | |
| 0,0004 | т/год | 0,00050 | г/сек |
| 0,000156 | т/год | 0,00022 | г/сек |

Источник № 7010 - Формирование полотна площадок

Формирование полотна подъездных путей

| Наименование | Обоз. | Ед. изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|--|----------------|----------|---|--------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ. грунта | G | т/час | 76,0 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 20,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 871,2 | | |
| Объем работ | | тонн | 1515,888 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,74 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1,5 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,4 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,18240 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | P ₁ | | | | 0,03 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | P ₂ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | P ₃ | | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | P ₄ | | | | 1 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | P ₅ | | | | 0,1 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла п ри размере куска 3-5 мм | P ₇ | | | | 0,6 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,1824 * 20 * 3600 / 106 | | 0,0131 |

Формирование дорожной одежды (Бульдозер)

| Наименование | Обоз. | Ед. изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|---|----------------|----------|---|--------|----------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ. грунта | G | т/час | 76,20 | | |
| Время работы экскаватора | T | час | 20,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 871,2 | | |
| Объем работ | | тонн | 1524,60 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 1,75 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 1,5 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,4 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,01524 |
| Весовая доля пылев.фракции в материале | P ₁ | | | | 0,03 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | P ₂ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | P ₃ | | | | 1,2 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | P ₄ | | | | 1 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | P ₅ | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла при размере куска 3-5 мм | P ₇ | | | | 0,5 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,01524 * 20 * 3600 / 106 | | 0,0011 |

Источник 7011 - Устройство покрытия (Бульдозер)

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Расчет | Результат |
|---------------------------------------|--------|---------|---|--------|---------------|
| Исходные данные: | | | | | |
| Количество переработ.грунта | G | т/час | 115 | | |
| Время работы катка | T | час | 30,0 | | |
| Объем работ | | м³ | 871,2 | | |
| Объем работ | | тонн | 2265,12 | | |
| Плотность грунта | p | т/м³ | 2,6 | | |
| Количество работ-х машин | | ед. | 1 | | |
| Высота пересыпки | H | м | 0,4 | | |
| Коэффициент, учитыв. высоту пересыпки | B | | 0,4 | | |
| Влажность грунта | | % | более 10 | | |
| Расчет: | | | $g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * B * 10^6 / 3600$ | | |
| Объем пылевыведения, где | g | г/с | | | 0,2300 |

| | | | | | | | | | | |
|--|----------------|-------|--------|---|------|---|------|---|-----------------|----------------|
| Весовая доля пылев.фракции в материале | K ₁ | | | | | | | | | 0,03 |
| Доля пыли, переход. в аэрозоль | K ₂ | | | | | | | | | 0,01 |
| Коэффициент, учитывающий метеоусловия | K ₃ | | | | | | | | | 1,20 |
| Коэффициент, учитывающие местные условия | K ₄ | | | | | | | | | 1,0 |
| Коэффициент, учитыв.влажность материала | K ₅ | | | | | | | | | 0,1 |
| Коэффициент, учитыв. крупность мат-ла п ри размере куска 3-5 мм | K ₇ | | | | | | | | | 0,5 |
| Общее пылевыведение | M | т/год | 0,2300 | * | 30,0 | * | 3600 | / | 10 ⁶ | 0,02484 |

Источник №7011 - Покрасочные работы

| Вид ЛКМ | Расход ЛКМ, кг/час | Расход ЛКМ, кг/год | Доля летучей части (раств.) в краске, в % | Доля аэрозоля при окраске (в % от массы) | Пары раств. при окраске (в %) | Пары раств. при сушке (в %) | Сод. комп. в лет. части ЛКМ (% по массе) | Время работы, час/год | Вид ЛКМ | Расход ЛКМ, кг/час | Расход ЛКМ, кг/год |
|------------------|--------------------|--------------------|---|--|-------------------------------|-----------------------------|---|-----------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| ПФ-115 | 0,10 | 24,0 | 50 | 30 | 25 | 75 | 50 | 24 | ПФ-115 | 0,1 | 24 |
| | 0,10 | 24,0 | 50 | 30 | 25 | 75 | 50 | 24 | | 0,1 | 24 |
| Грунтовка ГФ-021 | 2,60 | 30,0 | 45 | 30 | 25 | 75 | 100 | 30 | Грунтовка ГФ-021 | 2,6 | 30 |
| Грунтовка ГФ-021 | 2,60 | 30,0 | | | | | | | Грунтовка ГФ-021 | 2,6 | 30 |
| Лак БТ-123 | 0,1 | 58,50 | 63 | 30 | 25 | 75 | 50 | 58,50 | Лак БТ-123 | 0,1 | 58,5 |
| | 0,1 | 58,50 | 63 | 30 | 25 | 75 | 50 | 58,50 | | 0,1 | 58,5 |
| Ксилол | 0,100 | 5,0 | 63 | 30 | 25 | 75 | 50 | 2,4 | Ксилол | 0,1 | 5 |
| Уайт-спирит | 0,100 | 5,0 | 65 | 30 | 25 | 75 | 50 | 1,68 | Уайт-спирит | 0,1 | 5 |

Источник №7011 - Покрасочные работы

| Вид ЛКМ | Время работы, час/год | Расход ЛКМ, кг/час | Расход ЛКМ, кг/год | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы при окраске, г/с | Выбросы при окраске, т/год | Выбросы при сушке, г/с | Выбросы при сушке, т/год | Выбросы всего, г/с | Выбросы всего, т/год |
|------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|--------|-----------------------|--------------------------|----------------------------|------------------------|--------------------------|--------------------|----------------------|
| ПФ-115 | 24 | 0,1 | 24 | 0616 | Ксилол | 0,0017 | 0,0015 | 0,0052 | 0,0045 | 0,0052 | 0,0060 |
| | 24 | 0,1 | 24 | 2752 | Уайт-спирит | 0,0017 | 0,0015 | 0,0052 | 0,0045 | 0,0052 | 0,0060 |
| Грунтовка ГФ-021 | 30 | 2,6 | 30 | 0616 | Ксилол | 0,0813 | 0,0034 | 0,2438 | 0,0101 | 0,2438 | 0,0135 |
| Грунтовка ГФ-021 | | 2,6 | 30 | 2902 | Взвешенные вещества | | | | | 2,3438 | 0,0169 |
| Лак БТ-123 | 58,50 | 0,1 | 58,5 | 0616 | Ксилол | 0,0022 | 0,0046 | 0,0066 | 0,0138 | 0,0066 | 0,0184 |
| | 58,50 | 0,1 | 58,5 | 2752 | Уайт-спирит | 0,0022 | 0,0046 | 0,0066 | 0,0138 | 0,0066 | 0,0184 |
| Ксилол | 2,4 | 0,1 | 5 | 0616 | Ксилол | 0,0022 | 0,0004 | 0,0066 | 0,0012 | 0,0066 | 0,0016 |
| Уайт-спирит | 1,68 | 0,1 | 5 | 2752 | Уайт-спирит | 0,0023 | 0,0004 | 0,0068 | 0,0012 | 0,0068 | 0,0016 |

Источник №7012 - Автотранспорт и спецтехника на дизтопливе и на бензине

ДВС спецтехники

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Результат |
|-----------------------------------|------------------|--------------|--|-----------|
| Исходные данные: | | | | |
| Потребление дизельного топлива | М | т/год | 4,410 | |
| Потребление дизельного топлива | М | т/час | 0,0068 | |
| Число работающей техники | | ед. | 17 | |
| Время работы машин с дизел. ДВС | Т | час/год | 619 | |
| Удельные выбросы ЗВ | | | | |
| Диоксид азота | K _{NO2} | т/т | 0,01 | |
| Оксид азота | K _{NO} | т/т | 0,01 | |
| Сажа (углерод черный) | K _C | т/т | 0,0155 | |
| Сернистый газ | K _{SO2} | т/т | 0,02 | |
| Оксид углерода | K _{CO} | т/т | 0,1 | |
| Бензапирен | K _{БП} | т/т | 3,20E-07 | |
| Керосин | K _{CH} | т/т | 0,03 | |
| Расчет: | | | | |
| Валовый выброс | G | т/год | Q = M * K | |
| | G _{NO2} | | | 0,03528 |
| | G _{NO} | | | 0,00573 |
| | G _C | | | 0,06836 |
| | G _{SO2} | | | 0,08820 |
| | G _{CO} | | | 0,44100 |
| | G _{БП} | | | 1,41E-06 |
| | G _{CH} | | | 0,13230 |
| Максимально-разовый выброс | M | г/с | Q = G * 10⁶ / (3600 * T) | |
| | M _{NO2} | | | 0,01511 |
| | M _{NO} | | | 0,00246 |
| | M _C | | | 0,02928 |
| | M _{SO2} | | | 0,03778 |
| | M _{CO} | | | 0,18889 |
| | M _{БП} | | | 6,04E-07 |
| | M _{CH} | | | 0,05667 |

ДВС спецтехники

| Наименование | Обозн. | Ед.изм. | Кол-во | Результат |
|-----------------------------------|------------------|--------------|--|-----------|
| Исходные данные: | | | | |
| Потребление дизельного топлива | М | т/год | 4,300 | |
| Потребление дизельного топлива | М | т/час | 0,0032 | |
| Число работающей техники | | ед. | 7 | |
| Время работы машин с дизел. ДВС | Т | час/год | 628 | |
| Удельные выбросы ЗВ | | | | |
| Диоксид азота | K _{NO2} | т/т | 0,04 | |
| Оксид азота | K _{NO} | т/т | 0,04 | |
| Сажа (углерод черный) | K _C | т/т | 0,00058 | |
| Сернистый газ | K _{SO2} | т/т | 0,002 | |
| Оксид углерода | K _{CO} | т/т | 0,6 | |
| Бензапирен | K _{БП} | т/т | 2,30E-07 | |
| Керосин | K _{CH} | т/т | 0,1 | |
| Расчет: | | | | |
| Валовый выброс | G | т/год | Q = M * K | |
| | G _{NO2} | | | 0,1376 |
| | G _{NO} | | | 0,0018 |
| | G _C | | | 0,000002 |
| | G _{SO2} | | | 0,000006 |
| | G _{CO} | | | 0,0019 |
| | G _{БП} | | | 7,36E-10 |
| | G _{CH} | | | 0,00032 |
| Максимально-разовый выброс | M | г/с | Q = G * 10⁶ / (3600 * T) | |
| | M _{NO2} | | | 0,02844 |
| | M _{NO} | | | 0,00462 |
| | M _C | | | 0,00052 |
| | M _{SO2} | | | 0,00178 |

| | | | | |
|--|----------|--|--|----------|
| | M_{CO} | | | 0,53333 |
| | $M_{БП}$ | | | 2,04E-07 |
| | M_{CH} | | | 0,08889 |

16.2 Расчет выбросов ЗВ при эксплуатации

Источник №0401 - Печь подогрева нефти П-1

Исходные данные:

Расчетные формулы:

| | | | | | | |
|--|---|----------|-----------|--|---------|----------|
| Тепловая мощность печи | | Гкал/час | 0,63 | Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид серы: $P_{SO_2}=B \cdot (2Sb+1.88H_2S \cdot (1-b)) \cdot 10^{-2}$ Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$ | | |
| Диаметр трубы | d | м | 0,6 | | | |
| Высота трубы | H | м | 7,6 | | | |
| Расход топливного газа (макс.) | Q | м³/час | 250,0 | | | |
| Расход газа на разогрев нефти | Q | м³/год | 2190000,0 | | | |
| Расход газа на печь | B | кг/час | 220,00 | | | |
| Удельный вес газа | | кг/м³ | 0,88 | | | |
| Содержание серы | S | % | 0 | | | |
| Число горелок | | шт. | 1 | | | |
| Массовая доля жидкого топлива | b | шт. | 0 | | | |
| Время работы | | час/год | 8760 | | | |
| Расчет выбросов оксида углерода и метана: | | | | кг/час | г/с | т/год |
| | | | | 0,3300 | 0,09167 | 2,89080 |
| Расчет выбросов оксидов азота: | | | | кг/час | г/с | т/год |
| | | | | 2,0760 | 0,5767 | 18,1857 |
| Диоксид азота (NO₂) | | | | | г/с | т/год |
| | | | | | 0,46133 | 14,54852 |
| Оксид азота (NO) | | | | | г/с | т/год |
| | | | | | 0,07497 | 2,36413 |
| Расчет выбросов диоксида серы: | | | | 0,0000 | 0,00000 | 0,00000 |
| Q _р - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час | | | | 2639,7 | | |
| V _г - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_г=7.84*a*B*Э | | | | м³/час | м³/сек | |
| | | | | 3073,6 | 0,8538 | |
| а - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7) | | | | 1,1 | | |
| Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104) | | | | 1,62 | | |
| Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*a^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶ | | | | 0,0007 | | |
| Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*B/n | | | | 10478,2 | | |
| Объем сухих продуктов сгорания для природного газа | | | | Vcr/Vr | 0,84 | |
| | | | | Qф/Qp | 3,9695 | |
| Средняя скорость газозооушной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²) | | | | 3,0211 | | |

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996 г.

Итоговые выбросы от ист. №0401:

| Код ЗВ | Наименование ЗВ | Выброс, г/с | Выброс, т/год |
|--------|-----------------|-------------|---------------|
| 0301 | Азота диоксид | 0,461331 | 14,548521 |
| 0304 | Азота оксид | 0,074966 | 2,364135 |
| 0330 | Сера диоксид | 0,000000 | 0,000000 |
| 0337 | Оксид углерода | 0,091667 | 2,890800 |
| 0410 | Метан | 0,091667 | 2,890800 |

22,69426

Источник №0403 - Печь подогрева нефти П-2

Исходные данные:

Расчетные формулы:

| | | | | |
|--------------------------------|---|----------|-----------|--|
| Тепловая мощность печи | | Гкал/час | 0,63 | Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид серы: |
| Диаметр трубы | d | м | 0,6 | |
| Высота трубы | H | м | 7,6 | |
| Расход топливного газа (макс.) | Q | м³/час | 250,0 | |
| Расход газа на разогрев нефти | Q | м³/год | 2190000,0 | |

| | | | | | | |
|--|---|-------------------|--------|--|----------------|-----------------|
| Расход газа на печь | B | кг/час | 220,00 | $P_{SO_2}=B \cdot (2Sb+1.88H_2S \cdot (1-b)) \cdot 10^{-2}$ Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$ | | |
| Удельный вес газа | | кг/м ³ | 0,88 | | | |
| Содержание серы | S | % | 0 | | | |
| Число горелок | | шт. | 1 | | | |
| Массовая доля жидкого топлива | b | шт. | 0 | | | |
| Время работы | | час/год | 8760 | | | |
| Расчет выбросов оксида углерода и метана: | | | | кг/час | г/с | т/год |
| | | | | 0,3300 | 0,09167 | 2,89080 |
| Расчет выбросов оксидов азота: | | | | кг/час | г/с | т/год |
| | | | | 2,0760 | 0,5767 | 18,1857 |
| Диоксид азота (NO₂) | | | | | г/с | т/год |
| | | | | | 0,46133 | 14,54852 |
| | | | | | 0,07497 | 2,36413 |
| Оксид азота (NO) | | | | | | |
| | | | | | | |
| Расчет выбросов диоксида серы: | | | | 0,0000 | 0,00000 | 0,00000 |
| Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час | | | | | | 2639,7 |
| Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: Vr=7.84*a*B*Э | | | | | м³/час | м³/сек |
| | | | | | 3073,6 | 0,8538 |
| a - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7) | | | | | | 1,1 |
| Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104) | | | | | | 1,62 |
| Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*a^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶ | | | | | | 0,0007 |
| Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*B/n | | | | | | 10478,2 |
| Объем сухих продуктов сгорания для природного газа | | | | Vcr/Vr | 0,84 | |
| | | | | Qф/Qp | 3,9695 | |
| Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²) | | | | | | 3,0211 |

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996 г.

Итоговые выбросы от ист. №4003:

| Код ЗВ | Наименование ЗВ | Выброс, г/с | Выброс, т/год |
|--------|-----------------|-------------|---------------|
| 0301 | Азота диоксид | 0,461331 | 14,548521 |
| 0304 | Азота оксид | 0,074966 | 2,364135 |
| 0330 | Сера диоксид | 0,000000 | 0,000000 |
| 0337 | Оксид углерода | 0,091667 | 2,890800 |
| 0410 | Метан | 0,091667 | 2,890800 |

22,69426

| Свеча продувочная на печах подогрева нефти №1 и №2 | | | |
|--|------------------|-------------------|--------|
| Источник № 0402, 0404 | | | |
| Исходные данные: | | | |
| Диаметр свечи | d | м | 0,05 |
| Плотность газа | p | кг/м ³ | 0,88 |
| Время работы | t | сек | 7200 |
| Площадь круга | S | м ² | 0,002 |
| Расчет: | | | |
| Объем газа, сбрасываемого на свечу: | V _{стр} | м ³ | 2,50 |
| Объем продувки: $V = Vr \cdot t$ | V | м ³ /с | 0,0003 |
| Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу: $Mr = V \cdot p \cdot 10^3$ | Mr | г/с | 0,3056 |
| | Mr | т/г | 0,0022 |
| Средняя скорость выхода газа из свечи: $w = V/S$ | w | м/с | 0,1769 |
| Концентрация газа в свече: $C = M_{r(r/c)} \cdot 10^3/V$ | C | мг/м ³ | 880128 |

| Выбросы ЗВ по источнику: | | масс. w/w | г/с | т/г |
|--------------------------|--|-----------|--------|--------|
| 0415 | Смесь углеводородов C ₁ -C ₅ | 1,00 | 0,3056 | 0,0022 |
| | | 1,00 | | 0,0088 |

| № ист. | Оборудование | Максим. объем паро-воздушной смеси, м3/час | Давление насыщ. паров нефти при t = 38 град., Р38 | Температура начала кипения жидкости, tнк (град) | Объем резервуара V, м3 | Кол-во резервов, Nr (шт.) | Годовая оборачиваемость резервуаров, n | Объем закачки Qзак (Vч ^{max}), м3/ч | Объем откачки Qотк, м3/ч | Объем жидкости В, т/год, закачив. в 1 резервуар | Плот-ть жидкости ρ, т/м3 | Средства сокращения выбросов | t max, макс температура жидкости | t min, миним температура жидкости | Категория | Режим эксплуатации резервуара | Клим. зона |
|--------|---------------------------------------|--|---|---|------------------------|---------------------------|--|---|--------------------------|---|--------------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------|-------------------------------|----------------|
| 0405 | Буферная емкость (Аппарат 1-80-1,0-И) | 50 | 18,5 | 50 | 80,0 | 1 | 4345,24 | 50,00 | 35,00 | 365000,00 | 1,05 | газовая обвязка | 50 | 30 | Б | "мерник" | южная (третья) |

| № ист. | Оборудование | Кол-во резервов, Nr (шт.) | Объем жидкости В, т/год, закачив. в 1 резервуар | Kt max (прил. 7) | Kt min (прил. 7) | Конструкция резервуара | Kp ср (прил. 8) | Kp max (прил. 8) | Kв, (прил. 9) | K ов (прил. 10) | Молек. масса m = 45 + 0,6 tнк | Время работы, час/год | Код ЗВ | Сод., в % масс. | Наименование вещества | Выбросы, г/с | Выбросы, т/год |
|--------|---------------------------------------|---------------------------|---|------------------|------------------|------------------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------|-------------------------------|-----------------------|--------|-----------------|----------------------------------|--------------|----------------|
| 0405 | Буферная емкость (Аппарат 1-80-1,0-И) | 1 | 365000,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0415 | 72,52 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 1,10810 | 46,34370 |
| | | 1 | 365000,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0416 | 26,8 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 0,40950 | 17,12646 |
| | | 1 | 365000,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0602 | 0,35 | Бензол | 0,00535 | 0,22367 |
| | | 1 | 365000,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0616 | 0,22 | Ксилол | 0,00336 | 0,14059 |
| | | 1 | 365000,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0621 | 0,11 | Толуол | 0,00168 | 0,07030 |
| | | 1 | 365000,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0333 | 0,06 | Сероводород | 0,00092 | 0,03834 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | 1,52892 | 63,94306 |

| № ист. | Оборудование | Максим. объем паро-воздушной смеси | Давление насыщ. паров нефти при t = 38 град., Па | Темпе-ратура начала кипения жидкости, tнк | Объем резервуара V, м3 | Кол-во резервов, Nr (шт.) | Годовая оборачиваемость резервуаров, n | Объем закачки Qзак (Vч ^{max}), м3/ч | Объем откачки Qотк, м3/ч | Объем жидкости В, т/год, закачив. в 1 резервуар | Плот-ть жидкости ρ, т/м3 | Средства сокращения выбросов | t max, макс температура жидкости | t min, миним температура жидкости | Категория | Режим эксплуатации резервуара | Клим. зона |
|--------|------------------------|------------------------------------|--|---|------------------------|---------------------------|--|---|--------------------------|---|--------------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------|-------------------------------|----------------|
| 0406 | Резерв. Буфер. емкость | 50 | 18,5 | 50 | 80,0 | 1 | 582,14 | 50,00 | 35,00 | 48900,00 | 1,05 | газовая обвязка | 50 | 30 | Б | "мерник" | южная (третья) |

| № ист. | Оборудование | Объем жидкости В, т/год, закачив. в 1 резервуар | Kt max (прил. 7) | Kt min (прил. 7) | Конструкция резервуара | Kp ср (прил. 8) | Kp max (прил. 8) | Kв, (прил. 9) | K ов (прил. 10) | Молек. масса m = 45 + 0,6 tнк | Время работы, час/год | Код ЗВ | Сод., в % масс. | Наименование вещества | Выбросы, г/с | Выбросы, т/год |
|--------|--|---|------------------|------------------|------------------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------|-------------------------------|-----------------------|--------|-----------------|----------------------------------|--------------|----------------|
| 0406 | Резерв. Буфер. емкость (Аппарат 1-80-1,0-И) | 48900,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0415 | 72,52 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 1,10810 | 6,20879 |
| | | 48900,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0416 | 26,8 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 0,40950 | 2,29448 |
| | | 48900,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0602 | 0,35 | Бензол | 0,00535 | 0,02997 |
| | | 48900,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0616 | 0,22 | Ксилол | 0,00336 | 0,01884 |
| | | 48900,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0621 | 0,11 | Толуол | 0,00168 | 0,00942 |
| | | 48900,00 | 1,1 | 1,00 | Назем. верт. | 0,58 | 0,83 | 1 | 2,5 | 111 | 8760 | 0333 | 0,06 | Сероводород | 0,00092 | 0,00514 |
| | | | | | | | | | | | | | | | 1,52892 | 8,56662 |

Источник №0407 - ДЭС

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Кол-во обор-я, работ-го одно-вно | Высота выхл. трубы, м | Диаметр выхл. трубы, м | Объем ГВС, м3/с | Темп-ра выхл. газов, град. С | Сведения о капит. ремонте | Расход топлива, л/час | Расход топлива на 1 дв-ль, т/год | Суммар. расход топлива, т/год | Номин. мощность двигателя, кВт/час | Экспл. мощность двигателя, кВт/час |
|--------|----------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|------------------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 4007 | Дизельный компрессор | 1 | 1 | 1,7 | 0,14 | 0,530 | 450 | До ремонта | 26,00 | 45,4272 | 45,4272 | 100,0 | 100,0 |

| № ист. | Марка СДУ | Кол-во обор-я | Кол-во обор-я, работ-го | Удельные выбросы, г/кВт ч | Удельные выбросы, г/кг топлива | Кэф-т сниж. в-сов | Пл-ть д/т, кг/л | Время работы, час/сутки | Время работы, час/год | Код ЗВ | Наименование вещества | Выбросы, г/с | Выбросы, т/год |
|--------|-----------|---------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------|--------|-----------------------|--------------|----------------|
|--------|-----------|---------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------|--------|-----------------------|--------------|----------------|

| | | | одновр-но | | | | | | | | | | |
|------------|----------------------|---|-----------|----------|----------|---|------|---|--------|------|---------------------------------|----------|----------|
| 4007 | Дизельный компрессор | 1 | 1 | 9,6 | 40 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 0301 | Азота диоксид | 0,21333 | 1,45367 |
| | | 1 | 1 | 9,6 | 40 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 0304 | Азота оксид | 0,03467 | 0,23622 |
| | | 1 | 1 | 0,5 | 2 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 0328 | Сажа | 0,01389 | 0,09085 |
| | | 1 | 1 | 1,2 | 5,0 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 0330 | Серы диоксид | 0,03333 | 0,22714 |
| | | 1 | 1 | 6,2 | 26 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 0337 | Углерода оксид | 0,17222 | 1,18111 |
| | | 1 | 1 | 0,000012 | 0,000055 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 0703 | Бенз(а)пирен | 3,33E-07 | 2,50E-06 |
| | | 1 | 1 | 0,12 | 0,5 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 1325 | Формальдегид | 0,00333 | 0,02271 |
| | | 1 | 1 | 2,9 | 12 | 1 | 0,84 | 4 | 2080,0 | 2754 | Углеводороды предельные C12-C19 | 0,08056 | 0,54513 |
| 20,5 125,5 | | | | | | | | | | | | 0,5513 | 3,7568 |

| № ист. | Наименование оборудования | Объем аппарата, Vap м3 | Давление в аппарате (гПа), Р | Кол-во | (P*Vap/1011)0,8 | Kq | Время работы | Выбросы загрязняющих веществ | | | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | |
|--------|--|------------------------|------------------------------|--------|-----------------|------|--------------|------------------------------|----------|----------|---------------------------------|----------|----------------------------------|----------|
| | | | | | | | | кг/час | г/сек | т/год | г/сек | т/год | г/сек | т/год |
| 6401 | Газосепаратор | 9 | 4000 | 1 | 17,428 | 1,11 | 8760 | 0,06280 | 0,01745 | 0,55015 | 0,001636 | 0,51593 | 0,000109 | 0,03422 |
| 1005 | Дренажная емкость ДЕ-1 | 40 | 50 | 1 | 1,726 | 1,11 | 8760 | 0,00622 | 0,00173 | 0,05448 | 0,000125 | 0,03948 | 0,000048 | 0,01500 |
| 6402 | Конденсатосборник К-1 с газовым расширителем | 0,5 | 1000 | 1 | 0,569 | 1,11 | 8760 | 2,05E-03 | 5,70E-04 | 1,80E-02 | 5,34E-05 | 1,69E-02 | 3,54E-06 | 1,12E-03 |

| № ИЗА | Наименование оборудования | Кол-во обор-я, ед | Кол-во обор-я, работ. одновр., ед | Уд. выброс, кг/час | Время работы, час/год | Код ЗВ | Наименование ЗВ | Содер. в-ва, в % | Выбросы ЗВ | |
|-------|---------------------------|-------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------------------|--------|---------------------------------------|------------------|------------|---------|
| | | | | | | | | | г/с | т/год |
| 6403 | Насосы НБ-50 | 2 | 2 | 0,03 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 | 72,5 | 0,012083 | 0,38106 |
| | | 2 | 2 | 0,03 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 | 27,5 | 0,004583 | 0,14454 |
| | | | | | | | | | 0,016667 | 0,52560 |

| № ИЗА | Наименование ИЗА | Кол-во | Вид уплотнений | Расчетная выделение | Расчетная плотность | Кол-во | Вид уплотнений | Расчетная выделение | Расчетная плотность | Время работы, час | Код ЗВ | Наименование ЗВ | Массовая вредного компонента | Выбросы ЗВ | |
|-------|--|--------|----------------|---------------------|---------------------|--------|----------------|---------------------|---------------------|-------------------|--------|----------------------------------|------------------------------|------------|---------|
| | | | | | | | | | | | | | | г/с | т/год |
| 6404 | Площадка подогревателей нефти (ЗРА и ФС) | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,01156 | 0,36463 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,00427 | 0,13475 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00006 | 0,00176 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00002 | 0,00055 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|--|----|-----|----------|-------|----|----|----------|------|------|------|----------------------------------|-------|---------|---------|
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00004 | 0,00111 |
| | | 36 | | | | | | | | | | | | 0,01594 | 0,50280 |
| 6405 | Площадка газосепаратора (ЗРА и ФС) | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,00385 | 0,12154 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,00142 | 0,04492 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00002 | 0,00059 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00001 | 0,00018 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00001 | 0,00037 |
| | | 12 | | | | | | | | | | | | 0,00531 | 0,16760 |
| 6406 | Площадка нефтепровода (ЗРА и ФС) | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,02891 | 0,91158 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,01068 | 0,33688 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00014 | 0,00440 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00004 | 0,00138 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00009 | 0,00277 |
| | | 90 | | | | | | | | | | | | 0,03986 | 1,25701 |
| 6407 | Площадка межплощадочных трубопроводов (ЗРА и ФС) | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,02891 | 0,91158 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,01068 | 0,33688 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00014 | 0,00440 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00004 | 0,00138 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00009 | 0,00277 |
| | | 90 | | | | | | | | | | | | 0,03986 | 1,25701 |
| 6408 | Площадка дренажных емкостей (ЗРА и ФС) | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,00385 | 0,12154 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,00142 | 0,04492 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00002 | 0,00059 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00001 | 0,00018 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00001 | 0,00037 |
| | | 12 | | | | | | | | | | | | 0,00531 | 0,16760 |
| 6409 | Площадка буферных емкостей (ЗРА и ФС) | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,00385 | 0,12154 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,00142 | 0,04492 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00002 | 0,00059 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00001 | 0,00018 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00001 | 0,00037 |
| | | 12 | | | | | | | | | | | | 0,00531 | 0,16760 |
| 6410 | Площадка насосов (ЗРА и ФС) | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. C1-C5 | 72,52 | 0,01156 | 0,36463 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. C6-C10 | 26,8 | 0,00427 | 0,13475 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00006 | 0,00176 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00002 | 0,00055 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00004 | 0,00111 |
| | | 36 | | | | | | | | | | | | 0,01594 | 0,50280 |

| № ИЗА | Наименование ИЗА | Кол-во уплотнений, ед | Вид уплотнений, ед | Расчетная выделение | Расчетная плотность | Кол-во уплотнений | Вид уплотнений | Расчетная выделение | Расчетная плотность | Время работы, час | Код ЗВ | Наименование ЗВ | Массовая вредность | Выбросы ЗВ | |
|-------|------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|---------------------|-------------------|----------------|---------------------|---------------------|-------------------|--------|----------------------------------|--------------------|------------|----------|
| | | | | | | | | | | | | | | г/с | т/год |
| 6411 | Узе учета нефти | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,46 | 0,01155 | 0,36433 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,86 | 0,00428 | 0,13505 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00006 | 0,00176 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00002 | 0,00055 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00004 | 0,00111 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,01594 | 0,50280 |
| 6412 | Узел выхода газа | 6 | ЗРА | 0,020988 | 0,293 | 12 | ФС | 0,00072 | 0,03 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 100 | 0,01032 | 0,32549 |
| | | | | | | 1 | ПК | 0,0378 | 0,46 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 100 | 0,004830 | 0,15232 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,015151 | 0,477806 |

Источники №0305 - ГРПШ

| <u>Исходные данные:</u> | <u>Обозн.</u> | <u>Един. изм.</u> | <u>Количество</u> | |
|---|--|------------------------|-------------------|------------------|
| Температура газа | T ₀ | °C | 20 | |
| Плотность газа | ρ | кг/м ³ | 0,762 | |
| Количество продувок в год | n | | 1 | |
| Высота продувочной свечи | H | м | 4 | |
| Диаметр свечи | d | м | 0,015 | |
| Коэффициент сжимаемости | Z | | 0,98 | |
| Переводной коэффициент | B | м ³ К/Мпа*с | 3018,36 | |
| Время проведения технологической операции | τ | с | 60 | |
| Среднее давление в трубопроводе при продувках | P _{ср} | МПа | 0,002 | |
| Экспериментальный коэффициент | C _к | м ³ | 3,2 | |
| Продолжит-ть проведения технол.операции | t | с | 60 | |
| | <u>Расчет:</u> | | <u>Результат</u> | |
| Объем выбросов углеводорода при продувке газа через свечу | $V = [B * f * T * P_{ср} * n / (T * Z)] + C_k$ | | м ³ | 3,20022 |
| Площадь сечения проходного отверстия, через которое производится продувка | $f = \pi * d^2 / 4$ | | м ² | 0,00018 |
| Среднегодовая температура газа | $T = T_0 + 273$ | | К | 293 |
| Весовое количество газа, сбрасываемое через одну свечу в атмосферу | $G_T = V_1 * \rho * 10^{-3}$ | | т/год | 4,064E-05 |
| Объем сбрасываемого газа в ед-цу времени | $V_1 = V / (n * t)$ | | м ³ /с | 0,0533 |
| Секундный выброс, отнесенный к 30-ти минутному периоду осреднения (когда прод-ть одиночного выброса не менее 20-30 минут) | $G_c = V_1 * \rho * 10^3$ | | г/с | 40,6428 |
| | $G_c = G_c * \tau / 1800$ | | г/с | 1,35476 |

| № ИЗА | Наименование ИЗА | Кол-во уплотнений, ед | Вид уплотнений, ед | Расчетная выделения утечки, г/с | Расчетная уплотнений потерявших герметичность | Кол-во уплотнений, ед | Вид уплотнений, ед | Расчетная выделения утечки, г/с | Расчетная уплотнений потерявших герметичность | Время работы, час | Код ЗВ | Наименование ЗВ | Массовая вредного компонента | Выбросы ЗВ | |
|-------|--|-----------------------|--------------------|---------------------------------|---|-----------------------|--------------------|---------------------------------|---|-------------------|--------|----------------------------------|------------------------------|------------|---------|
| | | | | | | | | | | | | | | г/с | т/год |
| 6306 | Площадка манифольда (ЗРА и ФС) | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,52 | 0,01156 | 0,36463 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,8 | 0,00427 | 0,13475 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00006 | 0,00176 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00002 | 0,00055 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00004 | 0,00111 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,01594 | 0,50280 |
| 6307 | Площадка сепараторов (ЗРА и ФС) | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,52 | 0,00385 | 0,12154 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,8 | 0,00142 | 0,04492 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00002 | 0,00059 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00001 | 0,00018 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00001 | 0,00037 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,00531 | 0,16760 |
| 6308 | Площадка нефтепровода (ЗРА и ФС) | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,52 | 0,02891 | 0,91158 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,8 | 0,01068 | 0,33688 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00014 | 0,00440 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00004 | 0,00138 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00009 | 0,00277 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,03986 | 1,25701 |
| 6309 | Площадка межплощадочных трубопроводов (ЗРА и ФС) | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,52 | 0,02891 | 0,91158 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,8 | 0,01068 | 0,33688 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00014 | 0,00440 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00004 | 0,00138 |
| | | 30 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 60 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00009 | 0,00277 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,03986 | 1,25701 |
| 6310 | Площадка дренажных емкостей (ЗРА и ФС) | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,52 | 0,00385 | 0,12154 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,8 | 0,00142 | 0,04492 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00002 | 0,00059 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00001 | 0,00018 |
| | | 4 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 8 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00001 | 0,00037 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,00531 | 0,16760 |
| 6311 | Площадка насосов (ЗРА и ФС) | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0415 | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | 72,52 | 0,01156 | 0,36463 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0416 | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | 26,8 | 0,00427 | 0,13475 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0602 | Бензол | 0,35 | 0,00006 | 0,00176 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|----|-----|----------|-------|----|----|----------|------|------|------|-------------|------|---------|---------|
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0616 | Ксилол | 0,11 | 0,00002 | 0,00055 |
| | | 12 | ЗРА | 0,012996 | 0,365 | 24 | ФС | 0,000396 | 0,05 | 8760 | 0621 | Метилбензол | 0,22 | 0,00004 | 0,00111 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0,01594 | 0,50280 |

| № ист. | Наименование оборудования | Объем аппарата, V _{ап} м ³ | Давление в аппарате (гПа), Р | Кол-во | (P*V _{ап} / 1011) * 0,8 | Кq | Время работы | Смесь углеводородов пред. С1-С5 | | Смесь углеводородов пред. С6-С10 | | Бензол | | Толуол | | Ксилол | |
|-----------|--|---|---------------------------------|--------|----------------------------------|----------|--------------|---------------------------------------|----------|--|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | | | | | | г/сек | т/год | г/сек | т/год | г/сек | т/год | г/сек | т/год | г/сек | т/год |
| 631 2 | Факельный сепаратор V=4,0 м ³ (ФС- 1000-1-И) | 4 | 100 0 | 1 | 3,00 5 | 1,1 1 | 876 0 | 0,000218 | 0,068736 | 0,0000806 | 0,0254228 | 0,000010 5 | 0,000332 0 | 0,000006 6 | 0,000208 7 | 0,000005 1 | 0,000161 3 |
| 631 3 | Газосепаратор V=6,3м ³ (НГС- 0,6-1200) | 6, 3 | 120 0 | 2 | 5,0 | 1,1 1 | 876 0 | 0,000725 | 0,228763 | 0,0002683 | 0,0846101 | 0,000035 0 | 0,001105 0 | 0,000022 0 | 0,000694 6 | 0,000017 0 | 0,000536 7 |

