



АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского»

УТВЕРЖАЮ
Генеральный директор
ТОО «АКТУАЛ»

А.С. Кулумбетов

2026 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУРБАЙТАЛ НАДСОЛЕВОЕ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2026 ГОДА

ДОГОВОР № ПД-АСКЕР-03-2025 ОТ 13.02.2025 Г.

От АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского»:

Генеральный директор,
канд. экон. наук

Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны недр
и окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист



И.О. Герштанский

А.О. Дусенбаева

Л.У. Ешбаева

З.Ж. Мурталиев

Актау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей

Подпись Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды _____ Л.У.Ешбаева
(подпись)

Ответственный исполнитель,

Главный специалист

_____ 3.Ж.Мурталиев
(подпись)

Главный специалист

_____ Т.Ю.Мигунова
(подпись)

Главный специалист

_____ Г.А.Мендигазиева
(подпись)

Т.контроль

_____ Л.У.Ешбаева
(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	12
1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	12
1.1.1 Общие сведения о месторождении	12
1.1.2 Климатическая характеристика.....	14
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей	20
1.1.3 Поверхностные воды.....	22
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....	23
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения	28
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения	44
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения.....	44
1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти и конденсата месторождения в поверхностных условиях	47
1.1.6.3 Компонентный состав газа месторождения	52
1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона	55
1.1.8 Характеристика растительного покрова региона	58
1.1.9 Характеристика животного мира региона.....	63
1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона	70
1.1.11. Памятники истории и культуры региона.....	72
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	74
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха	74
1.2.2 Современное состояние водных ресурсов.....	75
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе	75
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова	76
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	78
1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	78
1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него	78
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	79
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	80
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	80
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	84
1.5.2.1 Обоснование расчетных вариантов нефтяных залежей и их исходные характеристики.....	84
1.5.2.2 Обоснование расчетных вариантов разработки газовых залежей и их исходные характеристики	90
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки.....	92
1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	96
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) газа	100
1.5.6 Мероприятия по доразведке месторождения	102
1.6 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ.....	106
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ	



ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	110
1.8 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ	111
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	111
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	111
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	118
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	133
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ	136
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	209
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	210
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод	213
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	213
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод	215
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	217
1.8.3 Оценка воздействия на недра	220
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	220
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	224
1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	226
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	227
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	227
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	230
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	231
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	231
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	232
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	235
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	236
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	236
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	238
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	239
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	241
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	241
1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	247
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления	247
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	263
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	265
1.9.4 Программа управления отходами	267

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	270
2.1 Социально-экономические условия региона	270
2.2 Социально – экономическое положение региона.....	271
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	273
3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	275
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	277
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	281
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ).....	281
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	281
4.3 Различная последовательность работ	281
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	283
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	284
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	284
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	285
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	285
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	286
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении.....	288
5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды	288
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	289
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	290
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	291
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	293
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	293
6.2 Биоразнообразие.....	295
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	295
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	296
6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)	298
6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	299
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	299

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....	301
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	301
7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)	304
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	305
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	308
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	310
11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ.....	311
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	312
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....	316
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	318
11.4 Безопасность жизнедеятельности	327
11.4.1 Общие положения	327
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности	328
12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	331
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	331
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	333
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	335
12.4 Мероприятия по сохранению недр	338
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений.....	339
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	341
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	343
12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	347
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	348
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	350
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ.....	352
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	352
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	353

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	356
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	357
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	358
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	358
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	361
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....	364
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	365
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	386
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	389

ВВЕДЕНИЕ

Компания ТОО «Аскер Мунай» является недропользователем месторождения Каратобе - Бурбайтал на основании Договора №б/н от 29 октября 2012 года купли-продажи между ТОО «Казэмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» и ТОО «Аскер Мунай», согласно которому права недропользования по Контракту №1280 от 13 декабря 2003 года были переданы ТОО «Аскер Мунай» (Дополнение к Контракту №3). Согласно Дополнению №6 от 05 мая 2018 года период разведки для оценки продлен до 12 сентября 2020 года. Согласно Дополнению №7 от 28.08.2020 года период разведки для оценки продлен до 31.12.2022 года. (Письмо за № 11-04/ЭК-282 от 25.02.2020 г. Министерство энергетики).

Дополнением № 9 к Контракту № 1280 от 13 декабря 2003 г. (Гос. рег. № 5234-УВС от 19 июня 2023 г.) были закреплены участки добычи и подготовительный период, который истекает 11 марта 2026 г.

Дополнением №10 от 03 марта 2026 года к Контракту №1280 от 13 декабря 2003 года на разведку и добычу углеводородов предусмотрен период добычи по месторождению «Бурбайтал надсолевое» на 25 лет до 11 марта 2048 года.

Первые геофизические исследования в южной части междуречья Урал-Волга были начаты в 1938-1939 гг. вариометрическими исследованиями. В результате их проведения были выявлены региональные особенности строения гравитационного поля, подтверждена принадлежность территории к площади развития соляной тектоники.

Сейсмические исследования МОВ начали проводиться с 1958 г. полевыми партиями конторы «Казахстаннефтегеофизика», Прикаспийской геофизической экспедицией НВНИИГГ (г. Астрахань), Уральской геофизической экспедиций управления «Казнефтегазразведка». В результате проведенных работ изучено строение мезо-кайнозойских отложений и схематически – строение соляного купола Каратобе. В частности было установлено, что минимум Каратобе в плане представляет собой солянокупольную структуру юго-восточного простирания с минимальной глубиной залегания кровли соли на своде 900 м. На юго-востоке от Каратобе было выявлено локальное поднятие Бурбайтал.

В 1975-1976 гг. Уральская геофизическая экспедиция управления «Казнефтегазразведка» провела сейсмические исследования методами ОГТ и КМПВ с целью подготовки структур Каратобе и Бурбайтал под глубокое поисковое бурение по юрско-пермтриасовому комплексу отложений. По результатам этих работ составлены сейсмические разрезы в масштабе 1:10000, структурные карты по опорным отражающим горизонтам.

Полученные материалы указывают на наличие заметного несогласия структурных планов юрско-мелового и пермотриасового комплексов отложений.

В 2004 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен повторный анализ геолого-геофизических материалов по данной площади, в результате были даны рекомендации на возобновление нефтепоисковых работ и составлен проект разведки нефтяных и газовых залежей в надсолевых отложениях, в пределах контрактной территории, включая поднятия Бурбайтал и Каратобе.

В 2005 году, согласно утвержденному проекту на юго-западном крыле поднятия Бурбайтал пробурена поисковая скважина Т-2, явившаяся первооткрывательницей месторождения, в которой при опробовании альбского горизонта в интервалах 602-604 м и 612-620 м (горизонт А-I) был получен приток воды с нефтью дебитом до 75,2 л/час, при этом содержание нефти постепенно увеличивалось от 80%.

В конце 2006 - в начале 2007 гг. по заказу ТОО «КазЭмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» на структурах Каратобе и Бурбайтал были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д и 2Д. Полевые сейсморазведочные работы выполнял АО «Азимут Энерджи Сервисез».

В 2006 г. на поднятии Бурбайтал был выполнен Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях по состоянию на 01.01.2007 г. (Протокол ГКЗ РК №577-07-П от 14.03.2007 г.). В целом по месторождению Бурбайтал, согласно Протоколу ГКЗ РК, на Гос. баланс РК приняты (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категории C_1 в количестве 136/41 тыс.т, по категории C_2 в количестве 342/103 тыс.т, запасы газа по категории C_1 49 млн.м³, по категории C_2 7 млн.м³.

При дальнейшей работе на месторождении ГКЗ рекомендовала Недропользователю: обеспечить полноту геологического доизучения месторождения: провести бурение в пределах грабена и изучение продуктивности вскрытых отложений, опробовать залежь северо-восточного крыла, отобрать и исследовать керн для построения петрофизических зависимостей и обоснования принятых методик интерпретации материалов ГИС, отобрать и изучить пробы пластовых флюидов.

Во исполнение рекомендаций ГКЗ были пробурены 11 разведочных скважин, отобран и проанализирован керн из 6-ти скважин, отобраны и проанализированы 12 поверхностных и 3 глубинные пробы нефти и 7 проб газа.

Проведены сейсморазведочные работы 3Д, в объеме 152 кв. км в 2007 г. и 325 кв. км в 2015г., результаты которых позволили подтвердить ранее представленную структурно-тектоническую модель месторождения, уточнить местоположение разломов, выделить в

пределах северного крутого уступа соли структуру в отложениях триаса, в результате чего были выявлены самостоятельные залежи нефти и газа.

В 2013 г. был разработан «Проект поисковых работ на отложения нижнепермского, каменноугольного и девонского возрастов в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому была пробурена скважина №101 глубиной 6750 м, в результате опробования которой был получен приток газа, конденсата и легкой нефти.

В 2014 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был разработан «Проект поисковых работ на надсолевые отложения в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай». Согласно данному проекту на поднятии Бурбайтал были пробурены 3 скважины (№№ 401, 402, 403), которые выявили нефтегазоносность триасовых отложений.

В 2017 г. был составлен «Проект оценочных работ на участке Каратобе-Бурбайтал на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому в 2018 г. были пробурены скважины 408 и 409.

В 2020 г. был утвержден «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК №2150-20-П от 29.01.2020 г.).

В целом по месторождению Бурбайтал, согласно Протоколу ГКЗ РК, на Государственный баланс РК приняты (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категории C_1 в количестве 2623/787 тыс.т., по категории C_2 в количестве 2637/756 тыс.т., запасы растворенного газа по категории C_1 – 47/13 млн.м³, по категории C_2 – 50/12 млн.м³, запасы свободного газа по категории C_1 – 1133/851 млн.м³, по категории C_2 – 177/133 млн.м³.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения, в частности, девонские отложения;
- отобрать пробы пластовой воды, выполнить анализ;
- провести дополнительные газоконденсатные исследования;
- предусмотреть отбор и исследования глубинных проб нефти Т-I, Т-VII, Т-VIII, Т-IX и А-II горизонтов;
- доизучить запасы категории C_2 с целью перевода в категории C_1 .

На основе Оперативного подсчета запасов в 2020 г. был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) с целью получения достоверной информации об условиях залегания углеводородов и подтверждения оперативных запасов нефти, накопления данных на уточнение геолого-физических характеристик и продуктивности скважин, которые необходимы для дальнейшего проектирования

промышленной разработки месторождения. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) был рассмотрен и утвержден ЦКРР (Протокол № 5/5 от 09.10.2020 г.).

По итогам реализации ППЭ и накопленной фактической информации по скважинам в 2023 г. был составлен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

В 2024 г. на основании утвержденных запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.», рассмотрен в ЦКРР РК (Протокол заседания № 4/10 от 14.03.2024 г.) и утвержден (письмо Министерства энергетики РК № 17-1-17/1268 от 26.03.2024 г.) по 2 варианту разработки.

Дополнение к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое выполнено в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

В «Дополнении к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2026 года) состояния разработки, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

«Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях к Дополнению Проекту разработки...» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях...», способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой

хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды.

«Отчет о возможных воздействиях...» выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.
- «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
- действующие законодательные и нормативные документы Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Данный отчет выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз им. О.С Герштанского», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 02978Р от 07.11.2025 года. (Копия прилагается).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общие сведения о месторождении

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан. Координаты отвода: 46°42'12" СШ - 49°25'35" ВД; 46°41'59" СШ - 49°32'57" ВД; 46°40'40" СШ - 49°33'00" ВД; 46°36'15" СШ - 49°38'49" ВД; 46°34'26" СШ - 49°37'46" ВД; 46°34'59" СШ - 49°33'22" ВД; 46°39'05" СШ - 49°31'42" ВД; 46°41'05" СШ - 49°25'29" ВД.

Горный отвод выдан Министерством индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан Комитета геологии (№31-09/1194 от 12.05.2023 года. Рег №582-Д-УВ от 12.05.2023 года). Площадь месторождения составляет – 92,89 кв.км. Глубина отвода – от абсолютной отметки минус 1900 м.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклинальным понижением в сторону Каспийского моря. Месторождение Бурбайтал расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау. Ближайшими населенными пунктами от района проектируемых работ являются: с западной стороны - районный центр село Курмангазы в 20 км и село Жумекен в 14,5 км, с северо-восточной стороны на расстоянии 3 км находится разъезд №8 (разъезд Афанасьев) и с юго-западной стороны расположено село Алга в 10 км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур. Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.1.1.1.

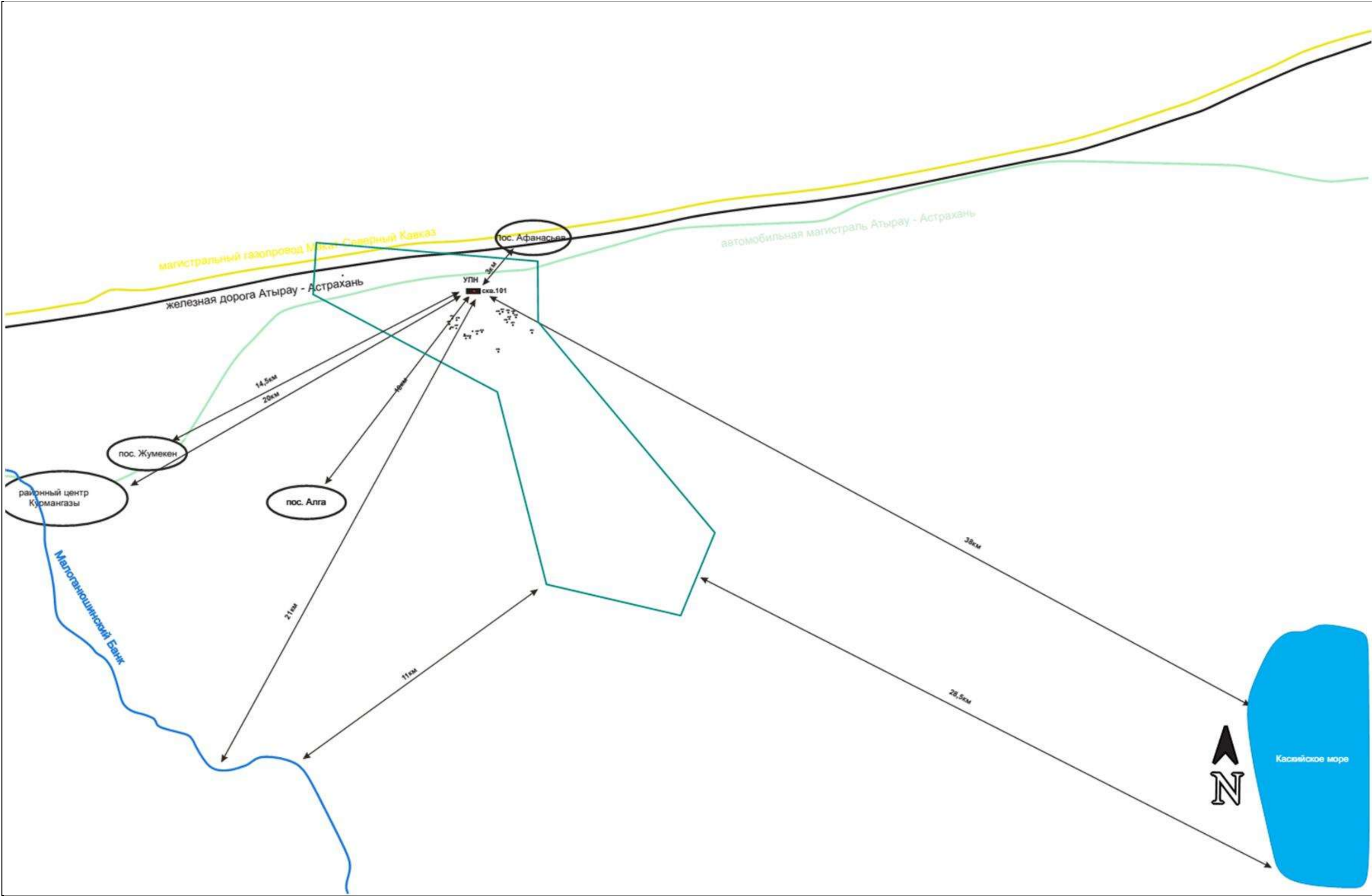


Рисунок 1.1.1.1. - Ситуационная карта расположения месторождения Бурбайтал надсолевое

1.1.2 Климатическая характеристика

Метеорологические условия Северного Каспия определяются его географическим положением: он находится в зоне континентального климата, и окружающие его районы представляют полупустыню и пустыню. Гидрометеорологический режим этого полузамкнутого, почти изолированного водоема формируется в условиях континентального климата, особого мелководья с максимальной глубиной не более 10 м и во многом зависит от колебаний фонового уровня и стока рек Урал и Волга. Для этой части Каспийского моря характерна, из-за крайне малых уклонов дна прибрежной зоны моря и прилегающей к ней суши, постоянная миграция береговой линии.

Северные и восточные берега моря из-за низменности и равнинности, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Атмосферные процессы здесь протекают под влиянием полярного, тропического и арктического вторжений воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих воздушных масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата, во многом связанный с изменениями уровня Каспийского моря. Поэтому характерным здесь является малое количество осадков, низкая влажность воздуха, значительное испарение, большие перепады температуры воздуха в сезонном и суточном ходе.

Метеорологический режим исследуемой территории представлены данными наблюдений на метеостанции Ганюшкино, как наиболее близко расположенной метеостанции.

Температура воздуха

Среднегодовая температура воздуха над Северным Каспием находится в пределах от 10,5 до 11,5°C. В зимний период температурное поле над северной частью Каспийского моря крайне неоднородно вследствие наличия ледяного покрова. Температура воздуха везде отрицательна. В самые холодные месяцы года средняя месячная температура воздуха изменяется от минус 1°C до минус 10°C.

В наиболее суровые зимы морозы достигают минус 30°C. Весной температура воздуха быстро повышается, и к концу сезона средняя месячная температура составляет от 16 до 18°C. Летом средняя месячная температура воздуха повсеместно составляет от 22 до 26°C, а наибольшая – от 35 до 40°C.

В начале осени еще сохраняется летний характер погоды, но к середине сезона она становится неустойчивой. Температура воздуха понижается (особенно заметно – на севере моря), и увеличивается ее контрастность. Средняя температура октября составляет от 0 до 3°C. В холодное время года (октябрь-март) над Северным Каспием отмечаются значимые горизонтальные градиенты температуры воздуха, что связано с влиянием воздушной массы, формирующейся над Средней Азией и Сибирью.

В теплое время термическое поле достаточно сглажено, и температурные контрасты выражены слабо. Большую часть года (с конца августа по апрель) средняя температура воздуха над открытым морем выше, чем на побережье, и лишь во вторую половину весны и летом ее распределение изменяется на обратное.

В районе расположения проектируемых работ среднегодовая температура воздуха находится в пределах от 9,7 до 11,1°C.

В самый холодный период (январь) средние месячные значения температур воздуха колеблются от минус 4°C до минус 6,9°C, испытывая понижения ночью до минус 16°C и повышения днем до минус 2°C. Здесь температура воздуха ниже минус 10°C держится в среднем около 5-10 дней, максимально - около месяца.

В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до минус 30°C, а в аномально теплые - неожиданные оттепели до 5-15°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца – 5,2°C.

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль) колеблется в пределах 21,8-26,3°C, претерпевая днем увеличение до 30-33,6°C, а ночью понижение до 18-20°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца – 13°C.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30°C, наступает во второй половине июня и продолжается до середины августа.

В результате охлаждающего воздействия моря жаркая погода на самом Каспии и его побережье имеет меньшую повторяемость. Например, в Курмангазы температура выше 30°C в среднем наблюдается на протяжении около 25 дней (максимально – 1,5 месяца), а температура выше 35°C - только 7-8 дней.

Абсолютная максимальная температура воздуха – 40°C. Продолжительность периода с температурой воздуха выше 10°C - от 170 до 180 дней.

Влажность воздуха

Относительная влажность в северной части Каспийского моря сравнительно невелика: средняя за лето – 44 %, средняя за год – 56 %. Весной, осенью и особенно зимой

относительная влажность северных берегов моря увеличивается до 60-80 %, а в отдельных местах – до 90 %.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 65 % (метеостанция Ганюшкино). Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре (75-89 %), а минимальная (48 %) - в июне.

Атмосферные осадки

Режим осадков на побережье Каспийского моря зависит, в первую очередь, от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс, а также от особенностей рельефа Каспийского побережья.

Главная причина выпадения осадков на северо-западном побережье Каспийского моря в холодный период года – высотная ложбина холодных масс над Кавказом и Каспийским морем и теплый высотный гребень над Средиземным морем и Скандинавией. Такое расположение барических центров приводит к вторжению холодного воздуха на побережье Каспийского моря.

Четкая сезонная изменчивость количества осадков не прослеживается, слабо выраженный максимум наблюдается в теплый период года.

По сезонному ходу осадков северная и южная половины рассматриваемой акватории различны: максимум осадков на них приурочен соответственно лету и зиме.

В этих особенностях проявляется комбинированное влияние географического положения и собственно водных масс, подавляющих процессы конденсации влаги в атмосфере над морем в теплое время года.

Количество осадков составляет до 134,2 мм в год, в дождливые годы оно возрастает до 365 мм. Осадки выпадают главным образом в виде дождя.

Снег бывает только с ноября по март. На Северном Каспии в январе-феврале в связи с наличием ледяного покрова испарение практически прекращается, а в северо-восточном районе сменяется обратным процессом – конденсацией. В эти месяцы на Северном Каспии количество осадков несколько превышает испарение.

Водный баланс Каспийского моря определяется в основном речным стоком и осадками (приходная часть) и испарением (расходная часть).

В приходной части решающую роль играет сток, доля которого составляет примерно 80 % от общего поступления воды в море. За год Каспийское море отдает в атмосферу в пять раз больше влаги, чем от нее получает.

Наибольшее количество осадков выпадает в холодную половину года (60 %), остальное (40 %) – в теплую. Наибольшая годовая разность между испарением и

количеством осадков приходится на Северный Каспий и на северную половину юго-западной части моря.

Снежный покров

Снежный покров в среднем удерживается с 1 января по 6 марта. Первые заморозки наступают в среднем в 9-10 ноября. Средняя многолетняя высота снежного покрова достигает до 3 см. Для района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Ветровой режим

Ветровой режим в различных частях моря неодинаков. Условной границей между областями с разным ветровым режимом можно считать линию, проходящую от острова Чечень к Форт-Шевченко. К северу от этой линии распределение атмосферного давления и ветров имеет четко выраженный сезонный характер и почти целиком зависит от распределения центров действия атмосферы.

Летом в Северном Каспии преобладают северные, северо-восточные и восточные ветры. Средняя скорость ветра в течение года составляет до 4,2 м/с. Сильные ветры наблюдаются с октября по апрель.

Повторяемость штормов в открытом море в течение года не превышает 5 %. Среднее годовое число дней со штормами на побережье – от 24 до 32.

Штормовые ветры чаще наблюдаются от востока и северо-востока. Восточные ветры являются нагонными, а западные – сгонными.

Максимальная скорость ветра может достигать 40 м/с; ветры со скоростью 34 м/с отмечаются 1 раз в 40-50 лет. Преобладающими являются восточные ветры, наибольшая их повторяемость приходится на осень, зиму и раннюю весну.

В холодное время года преобладают восточные и северо-восточные ветры. В первую половину весны нередки ветры и западных направлений, а во вторую половину осени и зимой – северных. Повторяемость слабых ветров менее 6 м/с составляет в среднем летом 63 %, в остальные сезоны – от 40 до 43 %.

Средние месячные скорости ветра в течение года изменяются незначительно от 3,6 до 4,6 м/с (метеостанция Ганюшкино).

Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в зимне-весеннее время. Скорости ветра 10 м/с и более отмечаются во все сезоны года, но с наибольшей повторяемостью зимой.

Средняя повторяемость направлений ветра по данным метеостанции Ганюшкино представлена в таблице 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1 - Средняя повторяемость направлений ветра

Многолетняя роза ветров, %	м/с Ганюшкино
С	8
СВ	17
В	22
ЮВ	9
Ю	9
ЮЗ	8
З	16
СЗ	11
Штиль	3
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость, которой составляет 5 %, м/с	12

Более наглядное представление о характере распределения ветра по румбам представлена на рисунке 1.1.2.1.

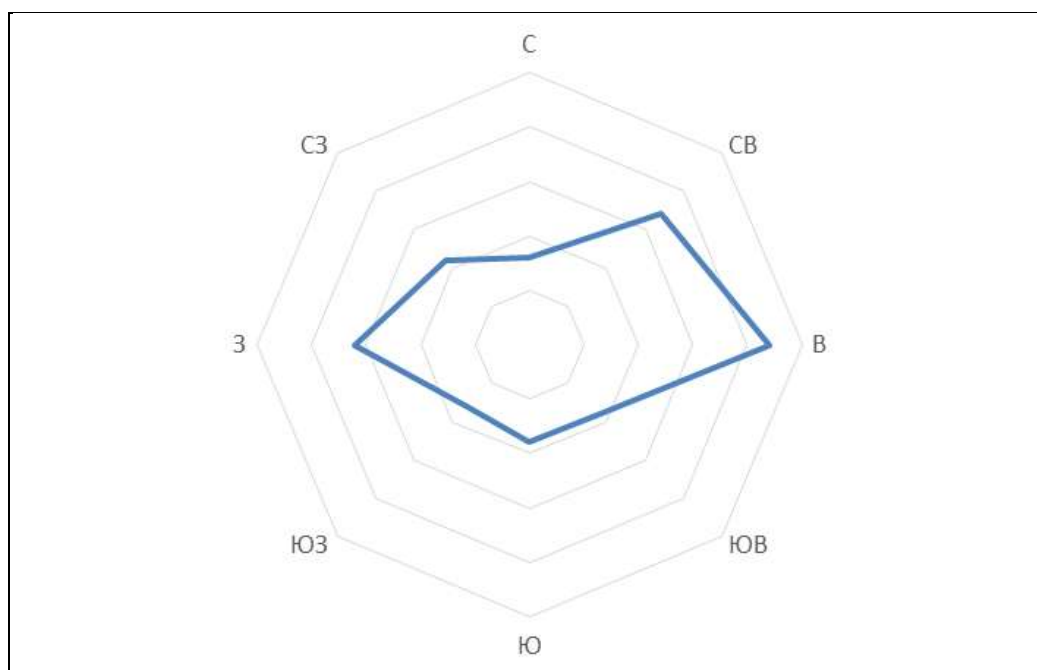


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

Опасные погодные явления

Одним из самых опасных явлений погоды, приводящих к значительному ухудшению видимости – от километра до нескольких метров – является туман.

Процесс туманообразования в значительной степени зависит от особенностей подстилающей поверхности, физико-географических и гидрометеорологических условий исследуемой территории. Наиболее часто туманы наблюдаются на море с ноября по февраль, что объясняется тем, что температура поверхностного слоя воды ниже, чем температура воздуха над ним, и сравнительно высокой относительной влажностью воздуха. В холодное время года над морем преобладают адвективные туманы, которые возникают при выносе теплых масс с юга. Туманы наблюдаются в основном в предутренние и утренние часы в период полного затишья или слабых (от 1 до 3 м/с) ветров, при понижении температуры

перед восходом солнца. На северо-западном побережье на долю таких туманов в теплое полугодие приходится от 60 до 65 %. Рассеяние туманов происходит днем, после восхода солнца, при некотором повышении температуры воздуха и усилении ветра.

В открытом море повторяемость туманов на Северном Каспии весной и летом составляет от 1 до 3 %, а осенью и зимой – от 6 до 12 %. На побережье число дней в году с туманами колеблется от 28 до 47. Наиболее часты они зимой и в начале весны. В конце весны и летом туманы очень редки. Осенью среднее число дней с туманами увеличивается от 1-3 в сентябре до 4-6 в ноябре.

В рассматриваемом районе повсеместно наибольшая облачность наблюдается в холодный период года, наименьшая – летом. Зимой преобладают слоисто-дождевые облака, летом – кучевые с многочисленными просветами. В течение суток максимум облачности отмечается утром, минимум – днем и вечером. Ясных дней бывает больше всего с июня по сентябрь, пасмурных – с ноября по март. В Северном Каспии среднее годовое число ясных дней на побережье составляет от 63 до 94, пасмурных – от 94 до 121. Летом на северном побережье средняя облачность равна 30-35 %, зимой – 62 %. Незначительная облачность при малой влажности способствует заметному усилению испарения. Метели наиболее вероятны в конце зим, а их максимальная зарегистрированная продолжительность около 10 часов.

Для Прикаспия обычны пыльные бури (таблица 1.1.2.2). Число дней с пыльной бурей на побережье в год составляет около 30 дней, при максимуме 40 дней и более. Бури здесь обычно начинаются в 10-12 часов дня, длятся они в 70-75 % всех случаев не более 6 часов. Повторяемость пыльных бурь с непрерывной продолжительностью более 12 часов не превышает 10 %. В 1-2 % случаев буря может длиться более суток. Во время бури, особенно в ее начале, видимость уменьшается до 300 м и менее. Среднее количество часов с ограниченной видимостью (0-300 м) равно 11-13 часов в год.

Таблица 1.1.2.2 - Опасные погодные явления (средние многолетние данные по метеостанции Атырау)

Среднее число дней	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
с туманом	7	6	5	2	0,5	0,2	0,04	0,3	1	3	6	9
с грозой	-	-	0,02	0,09	2	3	4	2	0,6	0,07	0,02	
с метелью	2	2	1	0,07	-	-	-	-	-	0,04	0,5	1
с градом	-	-	0,02	0,1	0,1	0,1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	-
с пыльной бурей	0,4	0,7	2,4	5,5	4,1	3,6	3,7	3,4	3,8	2,4	0,5	0,5

Грозы наблюдаются летом: число дней с грозами составляет от 6 до 10 в году, средняя продолжительность этого явления равна 1,7 часа. Град случается очень редко: 1-2 раза в 5 лет и отмечается летом.

1.1.2.1 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 вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

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.

Засушливость климата в изучаемом районе не способствует самоочищению атмосферы, за счет малого поступления осадков. Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов. Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Атырауская область относится к III зоне с высоким потенциалом ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).



Рисунок 1.1.2.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

1.1.3 Поверхностные воды

Гидрографическая сеть района расположения месторождения Бурбайтал развита слабо. Ближайшим водным объектом от района проектируемых работ является Малоганюшкинский Банк. Расстояние от района размещения проектируемых объектов до Малоганюшкинского Банка составляет около 21 км и 11 км от границы горного отвода.

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагиз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Уил, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами. Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в ссорах и песках.

Река Урал – является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов, г. Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море. Река Урал – единственная не зарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна. Средняя продолжительность паводка – 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Средне - многолетний пик паводка приходится на середину мая.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины,

солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах. Мощным открытым водным бассейном региона является Каспийское море. Средняя глубина моря в прибрежной части от 1 до 5 метров. Уровень подвержен колебаниям. По последним данным уровень Каспия составляет минус 26,95 – 26,97 м. Колебания уровня моря увязываются с климатическими факторами. Вода в Каспийском море слабо соленая.

Расстояние от района размещения проектируемых объектов до Каспийского моря составляет около 38 км и 28,5 км от границы горного отвода.

1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

В гидрогеологическом отношении месторождение Бурбайтал расположено в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна, где с учетом гидродинамических особенностей, выделяются два гидрогеологических этажа: верхний надсолевой и нижний подсолевой. Разделяет этажи водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

По условиям формирования и залегания подземные воды надсолевого комплекса делятся на две гидродинамические зоны. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных грунтовых вод или слабо напорных подземных вод. Нижняя зона представлена напорными водами водоносных комплексов и горизонтов альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских и триасовых отложений.

По состоянию на 01.01.2026 г. для изучения свойств и состава воды надсолевого комплекса месторождения Бурбайтал проанализированы 8 проб из шести скважин: Т-1, Т-7, 402, 403, 408, 409 (таблица 1.1.4.1). Исследования выполнены в условиях лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», в аккредитованной лаборатории ТОО «КазНИГРИ» и испытательной лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости, а также данные по нитрату и нитриту, аммонийному азоту, закисному железу, оксиду кремния и кремниевой кислоты. В пробе воды (2008 год) из юрских отложений скважины Т-1 определены микрокомпоненты бром и йод.

Меловые отложения. Из меловых отложений скважин Т-1, Т-7, 408 и 409 отобраны 4

пробы воды в 2025 году и проанализированы работниками испытательной лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе». По полученным результатам в среднем минерализация составила 113050 мг/дм³, что относит воды к группе крепких рассолов и по генетической классификации В.А. Сулина к хлоридно-кальциевому типу, что является благоприятным показателем нефтеносности. Содержание анионов хлора в среднем составляет 69612 мг/дм³, ионов натрия и калия 40127 мг/дм³. При среднем значении pH=6,83 воды имеют кислые свойства. Сумма кальция и магния 208 мг-экв/дм³, что относит воды к группе очень жестких.

Юрские отложения. Проба воды со скважины Т-1 была отобрана 28.04.2008 г. и исследования выполнены в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз». По полученным данным вода характеризуется как слабый рассол с минерализацией 91389 мг/дм³, при плотности 1,068 г/см³. При преобладании хлор-иона 56174 мг/дм³ над ионами натрия с калием 32797 мг/дм³ закономерен генетический тип как хлор кальциевый, что характерно для глубинного происхождения подземной воды. При pH=6,9 воды имеют кислые свойства, а по сумме кальция и магния 161 мг-экв/дм³ жесткие. Содержание брома составляет 3,14 мг/дм³, йода 0,16 мг/дм³, а также железо - 8,5 мг/дм³ и механические примеси – 454 мг/дм³.

Триасовые отложения. В 2025 году из триасовых горизонтов Т-IV, V, VI скважины 403 отобрана проба воды, которая проанализирована в лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе». В результате минерализация составила 103560 мг/дм³, что характеризует воду как крепкий рассол, а, при pH=6,7 является кислой. Для более полного изучения пластовых вод триасовых отложений определены анионы азота – нитрат и нитрит, а также оксид кремния и содержание кремниевой кислоты, железо. При значительном преобладании ионов хлора над ионами натрия и калия, по генетической классификации вода относится к хлоркальциевому типу.

Пробы воды со скважины 402 были отобраны 06.12.2014 г. и 14.12.2014 г. из триасового горизонта Т-IV-III (интервалы 1490-1510, 1567-1573 м) и исследованы в аккредитованной лаборатории ТОО «КАЗНИГРИ». Результаты проведенных исследований показали, что пластовые воды триасовых отложений представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 204,7-206 г/дм³, в среднем составляя 205,3 г/дм³, при средней плотности 1,164 г/см³. При pH=6,01-7,01 воды характеризуются как кислые с переходом в нейтральные. Общая жесткость составляет 573,1 мг-экв/дм³, что является очень жесткой.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - 68641 до 68648 мг/дм³, в среднем составляя 68645 мг/дм³, Ca²⁺ - 8489-8953 мг/дм³, в среднем - 8721 мг/дм³, Mg²⁺ в диапазоне 1642-1646 мг/дм³, в среднем 1645

мг/дм³, Cl⁻ в 124938-125837 мг/дм³, в среднем - 125388 мг/дм³, SO₄²⁻ находится в диапазоне 795-910 мг/дм³, что в среднем 853 мг/дм³, HCO₃ - 88-93 мг/дм³, в среднем - 91 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Механические примеси в пробах находятся от 0,03 до 0,1 мг/дм³. По данным результатов анализа проб воды со скважины 402, выполненных в лаборатории ТОО «КазНИГРИ», по показателям, как расчетным, так и фактическим свойствам вода не является пластовой, и тем самым отнесены к технологическим жидкостям.

Выводы и рекомендации: По степени минерализации подземные воды нефтеносных надсолевых отложений месторождения Бурбайтал являются крепкими рассолами. Воды очень жесткие, кислые. Для работников месторождения рекомендуется в отобранных пробах подземной воды продуктивных горизонтов определять микрокомпоненты бром и бор, наличие которых отражает главным образом характер гидрогеологической закрытости недр, т.е. являются косвенным показателем нефтеносности, который в ряде случаев успешно используется при региональной и локальной оценке углеводородной продуктивности недр.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (§14, п.233) и РД 39-4-699-82 «Руководство по применению гидродинамических и физико-химических методов контроля за разработкой нефтяных месторождений», комплекс аналитических исследований должен носить регулярный характер и включать в себя:

1. проведение лабораторных исследований попутно-добываемой воды с периодичностью 1 раз в квартал;
2. в основной комплекс аналитических исследований должно входить определение основного состава (Ca, Mg, Na, K, Cl, SO₄, HCO₃, CO₃) определение плотности, вязкости, pH, расчет типа воды;
3. проведение определений по микро компонентному составу, а именно литий, бор, бром, йод, барий, стронций, тяжелые металлы (1 - 2 раза в год);
4. проведение 1 раз в год определение растворенных в воде газов: углеводородного, сероводорода, углекислого.

Таблица 1.1.4.1 – Физические свойства и химический состав вод месторождения Бурбайтал надсолевое

Скважина	Интервал перфорации, м горизонт	Дата отбора	Плотность, г/см ³	pH	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						Примеси, мг/дм ³						Минерализация, мг/дм ³	Тип по В.А. Сулину	жесткость мг-экв/дм ³	
					Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ²⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	NH ₄	Br I	Fe ₃ мех. прим	No ₃	No ₂	H ₂ SiO ₃				SiO ₂
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Меловые отложения																				
408	A-1, A-II	26.10.2025	-	6,6	<u>41440</u> 1802	<u>1700</u> 85	<u>1536</u> 128	<u>71518</u> 2017	<u>26</u> 1	<u>37</u> 1	63	-	<u>0,43</u> -	4,3	0,5	55	34	116257	ХК	213
T-1			-	7,7	<u>43153</u> 1876	<u>1600</u> 80	<u>1620</u> 135	<u>74290</u> 2095	<u>27</u> 1	<u>37</u> 1	95	-	<u>1,1</u> -	8,7	0,1	11	7	120727	ХК	215
409	A-I	26.10.2025	-	6,8	<u>36871</u> 1603	<u>2100</u> 75	<u>1128</u> 94	<u>64033</u> 1806	<u>36</u> 1	<u>24</u> 1	79	-	<u>8</u> -	2,6	0,6	44	27	104192	ХК	199
T-7			-	6,2	<u>39044</u> 1698	<u>2060</u> 103	<u>1236103</u>	<u>68607</u> 1935	<u>39</u> 1	<u>37</u> 1	59	-	<u>1,1</u> -	3,5	0,1	120	75	111023	ХК	206
Среднее значение:			-	6,83	<u>40127</u> 1745	<u>1865</u> 93	<u>1380</u> 115	<u>69612</u> 1961	<u>32</u> 1	<u>34</u> 1	74	-	<u>2,7</u> -	4,8	0,4	57,5	36	113050	ХК	208
Минимальное значение:			-	6,2	<u>36871</u> 1603	<u>1600</u> 80	<u>1128</u> 94	<u>64033</u> 1806	<u>26</u> 1	<u>24</u> 1	59	-	<u>0,43</u> -	2,6	0,1	11	34	104192	ХК	206
Максимальное значение:			-	7,7	<u>43153</u> 1876	<u>2100</u> 75	<u>1620</u> 135	<u>74290</u> 2095	<u>39</u> 1	<u>37</u> 1	95	-	<u>8</u> -	8,7	0,6	120	75	120727	ХК	215
Юрские отложения																				
T-1	<u>1208-1212</u> J2	28.04.2008	1,068	6,9	<u>32797</u> 1426	<u>1202</u> 60	<u>1216</u> 101	<u>56174</u> 1582	-	<u>110</u> 2	-	<u>3.14</u> 0.16	<u>8,5</u> 454	-	-	-	-	91389	ХК	161
Среднее значение			1,068	6,9	<u>32797</u> 1426	<u>1202</u> 60	<u>1216</u> 101	<u>56174</u> 1582	-	<u>110</u> 2	-	<u>3.14</u> 0.16	<u>8,5</u> 454	-	-	-	-	91389	ХК	161
Минимальное значение:			1,068	6,9	<u>32797</u> 1426	<u>1202</u> 60	<u>1216</u> 101	<u>56174</u> 1582	-	<u>110</u> 2	-	<u>3.14</u> 0.16	<u>8,5</u> 454	-	-	-	-	91389	ХК	161
Максимальное значение:			1,068	6,9	<u>32797</u> 1426	<u>1202</u> 60	<u>1216</u> 101	<u>56174</u> 1582	-	<u>110</u> 2	-	<u>3.14</u> 0.16	<u>8,5</u> 454	-	-	-	-	91389	ХК	161
Триасовые отложения																				
403	-/T-IV, V, VI	27.10.2025	-	6,7	<u>33213</u> 1444	<u>6000</u> 300	<u>492</u> 41	<u>63202</u> 1782	<u>616</u> 13	<u>37</u> 1	87	-	<u>161</u> -	31	95	142	89	103560	ХК	341
Среднее значение:			-	6,7	<u>33213</u> 1444	<u>6000</u> 300	<u>492</u> 41	<u>63202</u> 1782	<u>616</u> 13	<u>37</u> 1	87	-	<u>161</u> -	31	95	142	89	103560	ХК	341

Продолжение таблицы 1.1.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минимальное значение:			-	6,7	<u>33213</u> 1444	<u>6000</u> 300	<u>492</u> 41	<u>63202</u> 1782	<u>616</u> 13	<u>37</u> 1	87	-	<u>161</u> -	31	95	142	89	103560	ХК	341
Максимальное значение:			-	6,7	<u>33213</u> 1444	<u>6000</u> 300	<u>492</u> 41	<u>63202</u> 1782	<u>616</u> 13	<u>37</u> 1	87	-	<u>161</u> -	31	95	142	89	103560	ХК	341
402	<u>1490-1496</u> <u>1500-1510</u> Т- IV, III	14.12. 2014	1,165	6,01	<u>68648</u> 2986	<u>8953</u> 447	<u>1642</u> 135	<u>125837</u> 3550	<u>795</u> 17	<u>93</u> 1,5	-	-	<u>±</u> 0,1	-	-	-	-	205968	ХК	582
	<u>1567-1573</u> Т- IV, III	06.12. 2014	1,163	7,07	<u>68641</u> 2984	<u>8489</u> 425	<u>1647</u> 137	<u>124938</u> 3519	<u>910</u> 19	<u>88</u> 2	-	-	<u>±</u> 0,5	-	-	-	-	204713	ХК	562
Среднее значение:			1,164	6,55	<u>68645</u> 2985	<u>8721</u> 436	<u>1645</u> 137	<u>125388</u> 3532	<u>853</u> 18	<u>91</u> 1,5	-	-	<u>±</u> 0,3	-	-	-	-	205341	ХК	572
Минимальное значение:			1,163	6,01	<u>68641</u> 2984	<u>8489</u> 425	<u>1642</u> 135	<u>124938</u> 3519	<u>795</u> 17	<u>88</u> 2	-	-	<u>±</u> 0,1	-	-	-	-	204713	ХК	562
Максимальное значение:			1,165	7,07	<u>68648</u> 2986	<u>8953</u> 447	<u>1647</u> 137	<u>125837</u> 3550	<u>910</u> 19	<u>93</u> 1,5	-	-	<u>±</u> 0,5	-	-	-	-	205968	ХК	582

1.1.5 Геологическая характеристика месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении района работ принимают участие осадочные образования в диапазоне возрастов от палеозоя до четвертичных включительно, которые образуют три мегакомплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой. Ранее пробуренными поисково-разведочными скважинами, вскрыты отложения палеозойско-мезо-кайнозойского возрастов. Расчленение разрезов, вскрытых скважинами, выполнено по материалам ГИС с учетом возраста пород, определенного по спорово-пыльцевым и микрофаунистическим комплексам из керна скважин 101, Т-1, Т-3, Т-4, Т-7, 401, 402, 403, 408 и 409. На месторождении Бурбайтал вскрыты отложения верхнего девона (франский ярус), средне-нижнего отделов каменноугольной системы, нижней перми, триасовой, юрской и меловой систем, неоген-четвертичные включительно. Описание литолого-стратиграфической характеристики начинается с соленосного мегакомплекса (кунгурского яруса) по неоген-четвертичный включительно.

Соленосный мегакомплекс

Пермская система, кунгурский ярус (Р_{1к})

Соленосные отложения кунгурского яруса нижней перми повсеместно распространены на территории участка и представлены снизу разреза сульфатными ангидритами с прослоями соли, реже карбонатов и аргиллитов. Верхняя галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. В толще соли присутствуют тонкие прослои светло-серого ангидрита и темно окрашенных песчано-глинистых пород и карбонатов. Толщина кунгурских пород изменяется от нуля в отдельных бессолевых мульдах до 4000м на соляных куполах. Соленосные образования кунгурского возраста служат региональным флюидоупором для подсолевых отложений и выполняют роль латеральных экранов для пород надсолевого мегакомплекса. Самая верхняя, кровельная часть кунгурского яруса (кепрок) вскрыта поисковыми скважинами Т-3 и Т-4. Полная мощность кепрока и верхняя часть соли вскрыты поисковыми скважинами 401, 402, Г-4, Г-9, Г-14 и Т-6. В скважине 101, пробуренной в своде соляного купола, толщина отложений кунгура составляет 3572 м, а в скважине Жамбай-3 вскрытая толщина составляет 223 м.

Надсолевой мегакомплекс

Триасовая система Т

Нижний отдел Т₁



Отложения триасовой системы вскрыты практически всеми глубокими скважинами, пробуренными на месторождении Бурбайтал. Представлены, в основном, глинами зеленовато-серыми, коричневыми и кирпично-красными, мягкими и пластичными и песчаниками зеленовато-серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми. Алевролиты, аргиллиты, известняки и гипсы в разрезе встречаются в виде пропластков и линз, а также присутствуют обломки фауны, кристаллы кальцита и пирита.

Отложения триаса легко выделяются на электрокаротажных материалах, благодаря повышенным сопротивлениям относительно перекрывающих их низкоомных нижнеюрских пород и пониженным - ниже подстилающих кунгурских отложений. В пределах месторождения Бурбайтал мощность отложений триасовой системы изменяется от 57 м (скв. Т-4) до 239 м (скв. 401), но при этом вскрытая толщина нерасчлененного пермо-триаса в скважине 403 составляет 581 м. Поярусное расчленение отложений триаса затруднено из-за неоднозначности фаунистических данных. По результатам палинологического анализа керна из скважин 401 и 402, выполненного в ТОО «АктюбНИГРИ», возраст пород нижнего триаса предположительно определен как верхи индского или низы оленекского ярусов. В образцах керна из скважины 402 (интервалы 1507-1508 м, 1503-1504 м) выделены палинокомплексы плохой сохранности, в которых преобладают споры (82-93,5%) над пыльцой (6,5-18%).

Юрская система J

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами. На полную мощность они вскрыты скважинами 401, 402, 403, Г-1, Г-3, Г-4, Г-9, Г-14, Т-2, Т-3, Т-4 и Т-6. В скважине Жамбай-3 юрские отложения размыты. Различие в характере распределения общей мощности юрских и триасовых отложений, по-видимому, связано с отражением разноплановых тектонических движений в процессе накопления этих толщ, что привело к некоторому несоответствию структурных планов юрско - меловых и пермско-триасовых комплексов.

Нижний отдел J₁

Нижнеюрские отложения присутствуют во всех глубоких пробуренных скважинах на месторождении Бурбайтал и выделены по низким значениям КС и отрицательным аномалиям ПС, характерным для песчано-алевролитовых пород, насыщенных высокоминерализованной пластовой водой. Литологически представлены алевролитами серыми, песчаниками и глинами темно-серыми с включением ОРО. Цемент песчаников и алевролитов, в основном, глинистый, реже известковистый.

Мощность нижнеюрских отложений на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяется от 59м (скв. 402) до 133м (скв. Т-6).



Средний отдел J₂

Разрез средней юры представлен толщей переслаивания, в основном, алевролитовых и глинистых пород. Песчаники и пески встречаются редко, в виде пропластков и линз небольшой толщины.

Глины серые, темно-серые песчанистые, часто слоистые. Алевролиты глинистые, более светлой окраски, чем глины. Пески и песчаники мелкозернистые, светло-серые, серые. Отмечается почти повсеместное распространение ОРО и углистых веществ.

Мощность среднеюрских отложений колеблется в пределах 180 м (в скв. Г-14) – 308 м (скв. Т-6).

Верхний отдел J₃

В составе верхнеюрского отдела по микрофаунистическим данным выделены нерасчлененные келловей - оксфордский и нижневолжский ярусы.

Келловей-оксфордские отложения представлены аргиллитоподобными глинами, аргиллитами, мелкозернистыми песками от темно-серой до черной окраски.

Разрез нижневолжского яруса представлен преимущественно мергелями с прослоями карбонатных глин и известняков. Мергели темно-серые, плотные, содержат обломки фауны. Глины темно-серые, известковистые. Известняки светло-серые, встречаются отпечатки фауны.

Мощность верхнеюрских отложений изменяется на площадях Каратобе и Бурбайтал от 38м (скв. Г-3) до 113м (скв. 403).

Меловая система К

Меловые отложения на месторождении Бурбайтал представлены двумя отделами: нижним и верхним.

В состав нижнего отдела входят нерасчлененный неокомский надъярус и аптский и альбские ярусы, имеющие песчано-глинистый состав.

Верхний, в объеме, которого в пределах структур Каратобе и Бурбайтал выделяются сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы, представлен карбонатными породами (известняками, мергелями, писчим мелом).

Турон-коньякские, датские и сеноманские отложения в разрезе данных площадей не установлены. В скважине Жамбай-3 вскрыты только нижнемеловые отложения.

Неокомский надъярус K_{1nc}

Литологически представлен преимущественно глинами с тонкими пропластками алевролитов и тонкозернистых песчаников. Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные с включениями раковин и образований сажи. Песчаники серые, зеленовато-серые,

мелкозернистые, полимиктовые. В основании разреза залегает глинисто-песчанистая пачка толщиной до 10м, содержащая кремнистую гальку различной окатанности.

Подосва неокомских отложений отождествляется с опорным сейсмическим отражающим горизонтом III.

Мощность неокомских отложений небольшая - от 11м (скв. Г-3) до 46м (скв. Г-4), но отмечается сокращение ее в присводовой части структуры (район скв. Г-9, К-18), что указывает на конседиментационный рост структуры.

Зато в скважинах Кобяковская-2 и Алга Г-1 мощность данных отложений увеличивается и составляет свыше 300м.

Аптский ярус K_{1a}

В основании аптского яруса залегает, имеющий региональное распространение, горизонт толщиной 18-20 м, представленный песчаниками с линзами и гнездами песка, обломками твердых пород. На ряде месторождений междуречья Урал-Волга (Жамбай, Мартыши и др.) является промышленно нефтеносным.

Выше по разрезу залегают породы преимущественного глинистого состава с редкими включениями обломков фауны, с тонкими прослоями сильно глинистых песчаников и песков. Мощность аптского яруса не выдержана по площади: в районе триасовой залежи на восточном крыле купола Бурбайтал она составляет 83-10 м, на западном крыле купола Бурбайтал она составляет 56-81м, на Каратобе 53-72 м.

Альбский ярус K_{1al}

Отложения альбского яруса состоят из чередующихся между собой глин серых, темно-серых, в различной степени песчанисто-алевритистых и песчаников - от слабоцементированных до крепких, мелкозернистых, в различной степени глинистых.

Относительно чистые разности песчаников, более или менее уверенно выделяемые по комплексу ГИС и характеризующиеся кондиционной проницаемостью, сосредоточены в основании А-IV горизонта и средней части яруса (А-I, А-II и А-III горизонты). Они выделены как проницаемые горизонты, к которым приурочена нефтегазоносность площадей Каратобе и Бурбайтал.

Верхняя часть разреза представлена, в основном, чистыми глинами.

Мощность отложений альбского яруса на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяется в пределах 94м (скв. Г-9) - 177м (скв. 402).

По результатам палинологического анализа керн из скважин 408 и 409, выполненного в ТОО «АктюбНИГРИ», возраст пород альбского яруса определен по

палинокомплексам, в которых миоспоры преобладают (до 77,5%) над диноцистами (до 32,9%).

Верхнемеловой отдел К₂

В пределах описываемых площадей из стратиграфических подразделений верхнего мела сохранились отложения сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов, представленные морскими карбонатными породами.

Сантонский ярус К_{2st}

Литологически представлен известняками и мергелями серыми, беловато-серыми с зеленоватым оттенком, крепкими, с включением обломков и отпечатков фауны. В мергелях, кроме обломков фауны, встречаются включения кристаллического пирита.

В пределах юго-западного крыла площади, сохранившаяся мощность сантонского яруса, колеблется в пределах от 7м (скв. К-18) до 26м (скв. К-22), на северо-восточном крыле составляет – 38м.

Из разреза скважины Г-9 сантонский и вышележащий кампанский, ярусы выпадают вследствие смещения их по плоскости сброса, пересеченного скважиной на глубине 564м и смещения по плоскости сброса в опущенный блок (грабен).

Кампанский ярус К_{2km}

Залегают с разрывом на отложениях сантона и представлен мергельно-глинистой толщей пород. Мергели серые с зеленоватым оттенком, плотные, с включениями порошкообразного пирита и обломков фауны иноцерам.

Данный ярус выделен по комплексу фораминифер Болдыревой Н. А. (1982г.).

Мощность отложений кампанского яруса меняется в пределах площади Бурбайтал от 24м (скв. Г-4) до 36м (скв. Т-2).

Маастрихтский ярус К_{2m}

В пределах указанных площадей отложения яруса распространены повсеместно. В нижней части представлены мергелями серовато-белыми с зеленоватым оттенком, с гнездами белого мела и осколками раковин иноцерам, с прослойками известковистых глин; в верхней части преимущественно белым писчим мелом с прослойками мергелей. Контакт указанных частей разреза является прекрасным репером, легко выделяется в разрезе и прослеживается на площади по материалам ГИС, благодаря резкому снижению КС и естественной радиоактивности при переходе от мергелей нижней пачки к писчему мелу верхней пачки.

Нижняя пачка характеризуется выдержанностью мощности (86-100м), за исключением скважин К-20 (31м) и Г-9 (76м), вскрывших плоскость сброса грабена.

Распределение мощности верхней пачки по площади хорошо согласуется с формированием современного структурного плана площадей и сопряженным с ним по времени размывом верхней части разреза перед накоплением неогеновой толщи. Минимальная мощность (54м), установленная в скважине К-18, приурочена к апикальной части юго-западного блока, а максимальная – 136 м вскрыта скважинами К-20 и Г-9 в зоне грабена.

Неоген – четвертичная система N-Q

По результатам микрофаунистических определений, выполненных в период структурно-поискового бурения, в неогеновой системе выделены апшеронский и акчагалский ярусы плиоцена, в четвертичной – бакинский ярус.

Акчагылский ярус, занимающий 2/3 части мощности неогенового комплекса, представлен серыми глинами с редкими прослоями известняков-ракушняка.

Апшеронский ярус отличается от ниже залегающих отложений повышенной песчанистостью разреза, что находит отражение в дифференцированности кривых ПС.

Неогеновые отложения залегают на размывтой поверхности верхнемеловых (маастрихтских на площади Бурбайтал) отложениях с небольшим уклоном на северо-восток.

Четвертичные отложения представлены глинами бурого, коричневатого-бурого и темно-серого цветов, песчанистыми с включениями раковин и их обломков. Мощность их постоянна и составляет 92-98 м.

Общая мощность неоген-четвертичных отложений составляет 277-384м.

Тектоника

В тектоническом отношении УН Бурбайтал относится к юго-западной части Астраханской-Актюбинской системы поднятий Прикаспийской впадины.

Самыми характерными структурами поверхности фундамента южной части Прикаспийской впадины являются Астраханское и Северо-Каспийское поднятия с минимальными глубинами залегания фундамента 7,5-8,0 км.

Северо-Каспийский свод осложнен на юге выступами: Кобяковским, Октябрьским с глубинами залегания в сводах 7,5 км, в центре и примыкающим к нему с востока Кошалакским и Мынтобинским с аналогичными глубинами залегания в сводах 7,5 км и на северо-западе Азгирским с глубиной залегания в своде до 12 км.

Недропользователем в период 2007-2016 г.г. были выполнены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д/2Д, охватывающие незначительную часть контрактной территории, ограниченную площадями Жетыарал-Каратобе-Бурбайтал-Жамбай. Результаты данной съёмки послужили основанием для геологической модели месторождения Бурбайтал.

В пределах площади Каратобе-Бурбайтал-Жамбай по результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д были выделены отражающие горизонты как по подсолевым отложениям, так и по надсолевым. Так как данная работа связана с надсолевым комплексом, ниже приводится описание тектонического строения снизу вверх, начиная с VI отражающего горизонта (кровля соли).

Структурный план надсолевого комплекса резко отличается от нижележащих соленосного и подсолевого структурных этажей.

В толще надсолевых отложений в пределах Прикаспийской впадины выделяются три структурно-тектонических комплекса: верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный, которые отличаются друг от друга литолого-фациальным составом, условиями образования и развития. Первые два этажа характеризуются сложным строением, связанным с развитием как локальных (галокинез), так и региональных тектонических процессов. Неоген-четвертичный структурный этаж залегает практически горизонтально, с резким угловым и стратиграфическим несогласием на разновозрастных породах нижних структурных комплексов.

Существенно сокращенные по амплитуде несогласия отмечаются на границах осадков верхнего и нижнего мела, мела и юры, юры и триаса, триаса и перми. Перечисленные особенности тектонического строения справедливы как для региона в целом, так и для отдельных структур.

Надсолевые структуры приурочены к соляной гряде Жетыарал-Каратобе-Бурбайтал-Жамбай, которая по данным сейсморазведки и глубокого бурения представляет собой вытянутое с северо-запада на юго-восток единое соляное тело, осложненное локальными выступами и седловинами.

По данным сейсмических исследований поверхность соли на своде соляного купола Бурбайтал прослеживается на отметках минус 1300м. Из всей гряды это самый глубокопогруженный купол. Непосредственно к северо-востоку от гребня поверхность соли погружается, образуя первый крутой уступ с амплитудой до 300 м, а затем резко погружается в сторону межкупольной мульды Бурбайтал-Тобеарал.

Через соляной перешеек, купол Бурбайтал на северо-западе переходит в купол Каратобе, имеющий симметричную куполообразную форму субширотного простирания с минимальными отметками минус 900 м и образует два склона восточный и западный.

Склоны соли сначала полого погружаются до отметок минус 1500 м, а затем резко погружаются в мульды. По сейсмическим данным северо-восточная межкупольная мульда Бурбайтал-Тобеарал относится к категории бессолевой. Через ее центральную часть

возможна миграция углеводородов из подсолевого комплекса в надсолевой. Толщи пород поздней перми и триаса, заполняющие мульду, воздымаются в западном, северо-западном и северном направлении и экранируются соляными вершинами Жамбай, Бурбайтал и Тобеарал.

Такая структурная обстановка в районе соляной гряды позволяла формировать разнообразные ловушки, благоприятные для аккумуляции углеводородов, которые могли экранироваться непосредственно склонами соли и располагаться над соляными телами. Как пример, месторождение Тобеарал.

По результатам интерпретации материалов 3Д в пределах площади Каратобе-Бурбайтал в надсолевых отложениях выделены сейсмические отражающие горизонты VI, V₁, IIIa, K_{1a1} и внутритриасовый T-2.

На первом уступе купола Каратобе-Бурбайтал выделяется структура в триасовых отложениях. На структурной карте по отражающему горизонту T-II, приуроченному к кровле среднетриасовых отложений, структура Каратобе-Бурбайтал представляет собой линейно-вытянутую ловушку, экранированную соляным телом с юго-запада и разломом с северо-востока. Размеры структуры по изогипсе минус 1475 м составляют 15 x 1,9 км, амплитуда 300 м. По результатам бурения скважин 401, 402 и 403 Бурбайтал на данной структуре установлена нефтегазоносность триасовых отложений.

По меловым отложениям свод купола Бурбайтал осложнен грабеном субширотного простирания с амплитудой сбросов около 100м. Северо-западное крыло, образующее структуру примыкания к тектоническому нарушению, осложнено серией практически параллельных нарушений субширотного простирания. Юго-восточное крыло по отложениям мела и юры образует высокоамплитудную структуру примыкания к юго-восточному сбросу грабена.

По сейсмическому маркеру отражающего горизонта K_{1a1} на юго-восточном крыле наблюдается погружение пород в юго-восточном направлении от отметок в своде минус 620 м до отметок минус 1000 м. Размеры ловушки по оконтуривающей изогипсе минус 740 м составляют 9,8x2 км, амплитуда порядка 100 м.

По результатам бурения скважин на данной структуре установлена нефтегазоносность альбских отложений.

По меловым отложениям западное крыло купола Каратобе тектоническим нарушением F₃ разбито на два блока: северный и южный. Южный блок серией мелких тектонических нарушений разбит на более мелкие блоки, к которым приурочены залежи нефти в отложениях альба.



По сейсмическим данным на куполе Жамбай отложения мела не картируются, что связано с неглубоким залеганием соли в своде купола.

Нефтегазоносность

На месторождении Бурбайтал установлена продуктивность в надсолевом и подсолевом комплексах, в данном проекте приводится описание нефтегазоносности только надсолевых отложений.

Месторождение Бурбайтал расположено в Приморской полосе междуречья Урал-Волги и характеризуется широким распространением, в основном, нефтяных залежей в надсолевых (от триасовых до нижнемеловых включительно) отложениях.

Данные залежи связаны с погребенными соляными куполами, приуроченные к крыльям надсолевых структур, экранированных сбросами или боковой поверхностью соляного массива, реже поверхностью несогласия. Залежи, приуроченные к грабенам, имеют ограниченное распространение.

Первооткрывательницей месторождения Бурбайтал является скважина Т-2, в которой в 2005 году при опробовании альбских отложений был получен приток нефти.

В разрезе скважин месторождения Бурбайтал установлены следующие продуктивные горизонты: в отложениях неогена – горизонт N (на восточном крыле поднятия Жамбай), в альбских отложениях – горизонты А-I и А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене поднятия Бурбайтал и в южной части западного крыла поднятия Каратюбе), в отложениях неокома – горизонт K_{1п} (на восточном крыле поднятия Жамбай), в триасовых отложениях – горизонты Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII и Т-IX (на северном крыле), из них газовые горизонты - N, K_{1п}, Т-III, Т-V, Т-VI; остальные - нефтяные.

Основой структурных построений является геологическая модель месторождения, предоставленная Недропользователем, созданная по данным интерпретации результатов сейсморазведки 3Д и бурения скважин.

Границей площадей продуктивности каждого горизонта являются положения водонефтяных и газоводяных контактов, зоны замещения и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований 3Д и данным бурения.

Описание геолого-физической характеристики всех установленных продуктивных горизонтов надсолевой толщи приводится ниже, начиная с горизонта N.

Горизонт N. Бурением горизонт вскрыт одной скважиной - 3, пробуренной на поднятии Жамбай, с общей толщиной горизонта 10 м.

Керн в продуктивном горизонте не отбирался, но был отобран из отложений неогена ниже продуктивного горизонта.

По данным ГИС, представленным одной кривой КС (зонд В5А20), определить пористость и газонасыщенность не представлялось возможным.

Залежь газа восточного крыла поднятия Жамбай приурочена к антиклинальной структуре в своде поднятия.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притока газа в скважине 3 дебитом 2,38 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 7 мм при опробовании в интервале 84-88 м.

Для газовой залежи был принят условный контакт на абсолютной отметке минус 120 м, который установлен по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 3.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 114,8 м, высота залежи 5,2 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 7,7 х 6,2 км. Площадь газоносности равна 21375 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая.

Горизонт А-I на месторождении Бурбайтал вскрыт 19-ю скважинами.

Залежь газонефтяная юго-западного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток и примыкающая с юго-запада к тектоническому нарушению F₁.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притоков нефти и газа при опробовании в скважинах К-18, Т-2, Т-7, Т-9 и 409. Так, при опробовании в скважине 409 интервалов 591-592,5 м, 601,5-609,5 м был получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут через штуцер диаметром 6 мм.

Водонефтяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 639,2 м и принят как средняя отметка между подошвой нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-4 и кровлей водонасыщенного коллектора в скважине К-22. Положение газонефтяного контакта принято по подошве газонасыщенного пласта в скважине К-18 по данным ГИС на отметке минус 609,2 м.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 598,8 м (скв. Т-7), высота залежи 40,4 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 3,4 х 0,7 км. Площадь нефтеносности равна 1978 тыс. м². Площадь газовой шапки залежи юго-западного крыла составляет 574 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь нефти северо-восточного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток и заключенная между двумя тектоническими нарушениями F₂ и f₂.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притоков нефти и газа в скважинах Т-1 и 408. При опробовании горизонта в скважине 408 в интервалах 637-640 м, 659-666 м был получен приток нефти дебитом $9,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ через штуцер диаметром 5 мм.

После утверждения Подсчета запасов и составления Проекта разработки на месторождении в пределах северо-восточного крыла поднятия Бурбайтал пробурено две скважины 427 и 431. По данным ГИС в разрезе выделены перспективные нефтенасыщенные коллекторы, интервалы вскрытия в скважине 427 расположены в диапазоне глубин 662,2-679,5 м, в скважине 431 - 660,8-690,0 м. Суммарная эффективная мощность вскрытия пропластков составляет по скважине 427 - 6,5 м, в скважине 431 – 7,4 м.

При вскрытии горизонта перфорацией получен устойчивый дебит флюида. По результатам освоения дебит жидкости составил по скважине 427 и 431 - $8,0\text{-}8,4 \text{ м}^3/\text{сут}$, соответственно, дебит нефти в обеих скважинах - $7,0 \text{ т/сут}$ при обводнённости около 1,5%.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 726.4 м, установленный по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-14. Результаты бурения скважин 427 и 431 полностью укладываются в принятый ВНК.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 661,2 м (скв. Т-1), высота залежи 65,2 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности $2,75 \times 0,75 \text{ км}$. Площадь нефтеносности равна 1704 тыс. м^2 .

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Строение залежи газа в пределах грабена поднятия Бурбайтал аналогично строению залежи юго-западного крыла. Продуктивность горизонта в пределах грабена установлена при опробовании интервала 600-603 м в скважине К-20 (торпедированием на глубинах 603 м и 600 м) и получением притока газа с незначительной примесью конденсата. После консервации (05.05.1961 г.) скважина ликвидирована как выполнившая свое назначение в связи с тем, что газоносный объект не имеет промышленного значения.

Условный газоводяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 624,8 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине К-20.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 607,4 м (скв. К-20), высота залежи 17,4 м, размеры залежи в пределах контура газоносности $2,5 \times 0,38 \text{ км}$. Площадь газоносности равна 957 тыс. м^2 .

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь нефти поднятия Каратобе приурочена к антиклинальной структуре, заключенной между двумя тектоническими нарушениями f_3 и f_4 .

Опробование нефтенасыщенных пластов горизонта не проводилось.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 632,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-3.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 609,8 м (скв. Г-3), высота залежи 22,3 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0,75 x 0,5 км. Площадь нефтеносности равна 343 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт А-II вскрыт 18-ю скважинами, пробуренными на месторождении Бурбайтал.

Залежь нефти юго-западного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток, примыкающей с юго-запада к тектоническому нарушению F₁.

Опробование горизонта было выполнено в скважине Т-9 в интервале 637,2-639,1 м. Однако, после получения из скважины притока газа (слабого) с водой, опробование было прекращено, а интервал изолирован цементным мостом.

Водонефтяной контакт для нефтяной залежи установлен на абсолютной отметке минус 672,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Т-2. Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 655,2 м (скв. Т-9), высота залежи в среднем составляет 12 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0,9 x 0,4 км. Площадь нефтеносности равна 298 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь нефти северо-восточного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток и заключенной между двумя тектоническими нарушениями F₂ и f₂.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притоков нефти и газа в скважинах Т-1 и 408. При опробовании горизонта в скважине 408 интервалов 704-709 м, 716-717,5 м дебит нефти составил 9,5 м³/сут через штуцер диаметром 6 мм.

Аналогично вышезалегающей залежи, после утверждения Подсчета запасов и составления Проекта разработки на месторождении в пределах северо-восточного крыла поднятия Бурбайтал пробурено две скважины 427 и 431. Скважины в данном горизонте не опробованы. Условный водонефтяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке минус 757,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-14.

Данные полученные в результате интерпретации ГИС по новым скважинам свидетельствуют об изменении положения условного водонефтяного контакта. В скважине

431 подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке минус 766,8 м, что ниже принятого контакта на 9,5 м.

При дальнейшем пересчете запасов следует учесть это изменение контакта.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 702,1 м (скв. Т-1), высота залежи 55,2 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2,0 x 0,75 км. Площадь нефтеносности равна 1363 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь нефти поднятия Каратобе приурочена к антиклинальной структуре, заключенной между двумя тектоническими нарушениями f_3 и f_4 .

Выделенные по ГИС нефтенасыщенные пласты не опробованы. Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 682,6 м, который установлен по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-3.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 650,5 м (скв. Г-3), высота залежи 32,1 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 1,0 км x 0,5 км. Площадь нефтеносности равна 484 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт K_1n . Бурением горизонт вскрыт одной скважиной - 3, пробуренной на поднятии Жамбай с общей толщиной горизонта 20 м.

Из горизонта керн отобран в интервале 505-508 м, вынос керна составил 0,28 м, но данные о выполненных анализах керна отсутствуют.

По данным ГИС, представленным одной кривой КС (зонд В5А20), определить пористость и газонасыщенность не представлялось возможным.

Залежь газа восточного крыла поднятия Жамбай приурочена к антиклинальной структуре в своде поднятия.

В скважине 3 в данном горизонте испытание не проводилось.

Условный контакт для газовой залежи принят на абсолютной отметке минус 548,8 м, который установлен по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 3.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 548,8 м, высота залежи 20 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 7,7 x 6,2 км. Площадь газоносности равна 21375 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая.

Горизонт Т-I вскрыт на северном крыле поднятия Бурбайтал единственной скважиной 402 с общей толщиной горизонта 9,9 м.

Залежь нефти северного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, с севера ограниченной тектоническим нарушением F_1 , а с остальных сторон - выклиниванием горизонта под поверхность несогласия ОГ V.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притока нефти и газа при опробовании в скважине 402 интервала 1402-1408, где дебит нефти составил 5,6 м³/сут через штуцер диаметром 4 мм.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 1432,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 402.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1422,7 м, высота залежи 9,9 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0,5 x 0,2 км. Площадь нефтеносности равна 103 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Горизонт Т-III аналогично горизонту Т-I вскрыт на северном крыле поднятия Бурбайтал в скважине 402 с общей толщиной горизонта 23,6 м. К горизонту приурочена газовая залежь.

Строение данной залежи аналогично строению залежи горизонта Т-I. Продуктивность горизонта доказана получением притока газа в скважине 402 при опробовании интервалов 1490-1496 м, 1500-1510 м. Дебиты газа составили 23,414 тыс. м³/сут и воды - 2,3 м³/сут через штуцер диаметром 5 мм.

Условный газоводяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке минус 1529,7 м - среднее расстояние между подошвой нижнего газонасыщенного пласта и кровлей водонасыщенного пласта в скважине 402.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1509,0 м, высота залежи 23,6 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 0,5x0,2 км. Площадь газоносности равна 159 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Горизонт Т-V. На северном крыле поднятия Бурбайтал в скважине 403 вскрыт горизонт Т-V, а в скважине 401 данный горизонт литологически замещен. Общая толщина горизонта 32,3 м.

Залежь газа северного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, с севера ограниченной тектоническим нарушением F_5 , а с юга выклиниванием горизонта под поверхность соли (ОГ VI).

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притока газа в скважине 403 при опробовании интервалов 1495-1499 м, 1524-152, где дебиты составили: газа 67,2 тыс. м³/сут и конденсата 1,6 м³/сут через штуцер диаметром 6 мм.

Условный газоводяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 1546,4 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 403.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1455,5 м, высота залежи 91,1 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 2,3 км х 0,7 км. Площадь газоносности равна 1135 тыс. м². Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Горизонт T-VI также вскрыт на северном крыле поднятия Бурбайтал только двумя скважинами 401 и 403. Средняя общая толщина горизонта составляет 41,6 м.

Строение залежи газа данного горизонта аналогично строению залежи горизонта T-V.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена получением притоков газа в скважинах 401 и 403. Так, при опробовании горизонта в скважине 401 интервала 1495-1530 м дебит газа составил 65,4 тыс. м³/сут, а дебит конденсата - 3,7 м³/сут через штуцер диаметром 6 мм.

Условный газоводяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 1614,0 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 403.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1497,6 м, высота залежи 116,4 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 3,0 х 0,9 км. Площадь газоносности равна 2415 тыс. м².

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Горизонт T-VII на северном крыле поднятия Бурбайтал вскрыт единственной скважиной 403 с общей толщиной горизонта 3,5 м.

Залежь нефти северного крыла поднятия Бурбайтал приурочена к антиклинальной структуре, ограниченной тектоническими нарушениями F₅ и F₆.

Продуктивность горизонта установлена получением притока нефти и газа при опробовании в скважине 403 из интервала 1710-1725 м, где дебит нефти составил 17,5 м³/сут через штуцер диаметром 5 мм.

Условный водонефтяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке минус 1733,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 403.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1660 м, высота залежи более 70 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 2,2 х 0,4 км. Площадь нефтеносности равна 639 тыс. м². Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт T-VIII вскрыт аналогично на северном крыле поднятия Бурбайтал в скважине 403 при общей толщине горизонта 10 м.

Строение залежи нефти аналогично строению залежи горизонта T-VII.

Продуктивность горизонта установлена получением притока нефти и газа при опробовании в скважине 403 интервала 1769-1781 м, где дебит нефти составил 7,8 м³/сут через штуцер диаметром 4 мм.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 1798,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 403.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1710 м, высота залежи более 80 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2,0 х 0,3 км. Площадь нефтеносности равна 639 тыс. м². Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт T-IX вскрыт как и выше описанные горизонты T-VII и T-VIII в скважине 403 с общей толщиной горизонта 2,5 м.

Строение залежи нефти аналогично горизонтам T-VII и T-VIII. Опробование горизонта не проводилось.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 1852,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 403.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 1780 м, высота залежи более 70 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2,0 х 0,3 км. Площадь нефтеносности равна 639 тыс. м². Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения

На месторождении Бурбайтал надсолевое выделены следующие продуктивные горизонты:

- в альбских отложениях на Юго-Западном и Северо-Восточном крыльях и в грабене А-I и А-II (нефтяные);
- в триасовых отложениях на Северном крыле Т-I, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (нефтяные) и Т-V, Т-VI (газовые).

По состоянию изученности на 01.01.2026 г. на месторождении Бурбайтал надсолевое изучены 3 пробы пластовой нефти (А-I, Т-I), 13 проб дегазированной нефти (А-I, А-II, Т-I, Т-VIII), 1 проба конденсата (Т-VI), 5 проб нефтяного газа (А-I, А-II, Т-I, Т-VII), 1 проба свободного газа (Т-VI) и 1 проба газа газовой шапки (А-II).

В конце 2024 г. из интервалов 1495,0-1499,0 м; 1524,0-1528,0 м (Т-V) скважины 403 отобрана устьевая проба УВ жидкости.

1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения

В пластовых условиях проанализированы пробы нефти, отобранные из горизонтов А-I и Т-I при испытании скважин Т-7, Т-9 и 402.

Лабораторные исследования нефти проводились в лабораториях компаний ТОО «КазНИГРИ» и ТОО НИИ «КаспийМунайГаз».

Лабораторные исследования проб пластовой нефти месторождения Бурбайтал проводились в ТОО НИИ «КаспийМунайГаз» на установке PVT-АСМ-300 в соответствии с существующим ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Компонентный состав выделившегося газа и разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе фирмы «Agilent-Technologies» (США). Вязкость определялась в вискозиметре ВВДУ-80, работающего на принципе катающегося шарика.

В ТОО «КазНИГРИ» работа выполнялась в Департаменте аналитических исследований. Пробы нефти были исследованы на установке PVT фирмы «RUSKA». Исследования были выполнены в соответствии с действующим в то время СТ ТОО 39-9-1084-84 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава».

При пластовых давлении и температуре проведены термодинамические исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;

- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

В результате опыта контактного разгазирования пластовой нефти получены значения давления насыщения и средний коэффициент сжимаемости пластовой нефти в диапазоне давлений от пластового до давления насыщения. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Результаты исследований представлены в таблице 1.1.6.1.1, количество исследований и усреднённые значения параметров – в таблице 1.1.6.1.2.

Альбский горизонт А-I (Юго-Западное крыло)

По горизонту отобраны и проанализированы две пробы пластовой нефти из скважины Т-7 (дата отбора – 11.05.2008 г., интервалы перфорации 589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8 м), и скважины Т-9 (дата отбора – 24.04.2008 г., интервалы перфорации 602,9-608,5 м), расположенных на Юго-Западном крыле поднятия Бурбайтал. Пробы пластовых флюидов отобраны с глубин 597 и 570 м с помощью глубинных пробоотборников ПГ-1000 и ВПП-300 соответственно.

Давление насыщения в среднем составляет 2,25 МПа, газосодержание – 13,15 м³/т, объемный коэффициент нефти – 1,034 д.ед., плотность и вязкость в пластовых условиях составляют 0,862 г/см³ и 25,62 мПа*с соответственно.

Триасовый горизонт Т-I (Северное крыло)

По горизонту отобрана и проанализирована одна проба пластовой нефти из скважины 402 (дата отбора – 10.11.2014 г., интервалы перфорации 1402,0-1408,0 м). Проба пластового флюида отобрана с глубины 1406,5 м.

Давление насыщения составляет 6,73 МПа, газосодержание – 49,04 м³/т, объемный коэффициент нефти – 1,130 д.ед., плотность и вязкость в пластовых условиях составляют 0,752 г/см³ и 2,47 мПа*с соответственно.

Нефть триасовых горизонтов более газонасыщена и, как следствие, более лёгкая и менее вязкая.

Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№№ п/п	№№ скважин	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание при однократном разгазировании		Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка, %	Плотность нефти при пластовом давлении, г/см ³	Плотность сепарированной нефти (при 20°С), г/см ³	Плотность нефти при давлении насыщения, г/см ³	Вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	Вязкость сепарированной нефти (при 20°С), мПа*с	Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	Исполнитель
									м ³ /т	м ³ /м ³									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)																			
1	Т-7	А-I	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	11.05.2008	597	33,83	5,95	1,45	11,58	10,23	1,035	3,38	0,8625	0,8835	0,8542	26,42	98,66	7,06	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
2	Т-9	А-I	602,9-608,5	24.04.2008	570	35,15	5,54	3,05	14,72	12,94	1,032	3,10	0,8607	0,8790	0,8533	24,82	93,25	4,24	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
Среднее значение по альбским горизонтам								2,25	13,15	11,59	1,034	3,24	0,8616	0,8813	0,8538	25,62	95,96	5,65	
Триасовые горизонты (Северное крыло)																			
3	402	Т-I	1402,0-1408,0	10.11.2014	1406,5	58,6	14,65	6,73	49,04	39,74	1,130	11,40	0,7517	0,8103	-	2,47	5,79	5,90	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее значение по триасовым горизонтам								6,73	49,04	39,74	1,130	11,40	0,7517	0,8103	-	2,47	5,79	5,90	

Таблица 1.1.6.1.2 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Средние значения параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)				
Давление насыщения, МПа	2	2	1,45-3,05	2,25
Газосодержание, м ³ /т	2	2	11,58-14,72	13,15
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	2	2	1,032-1,035	1,034
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	2	0,8607-0,8625	0,8616
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	2	24,82-26,42	25,62
Триасовые горизонты (Северное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	6,63
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	49,04
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,130
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,7517
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	2,47

1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти и конденсата месторождения в поверхностных условиях

Свойства дегазированной нефти

По состоянию изученности на 01.01.2026 г. физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях на месторождении Бурбайтал изучены по результатам лабораторных исследований 13 проб нефти из скважин Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408 отобранных на устье и полученных при разгазировании пластовых проб нефти.

Исследование нефти проводилось в аккредитованной лаборатории Департамента аналитических исследований института ТОО «КазНИГРИ», ТОО «АктюбНИГРИ», ТОО «Вернал Ойл Казахстан» и ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» и ТОО «Хим.Лаб.Сервис КЗ».

По поверхностным пробам определены плотность в стандартных условиях, кинематическая вязкость, температура вспышки и застывания, содержание смол-силикагелевых, асфальтенов, парафина и серы, содержание фракций выкипающих при температурах 100°C, 150°C, 200°C, 250°C, 300°C, содержание хлористых солей, содержание воды, механических примесей, молекулярный вес, зольность, также содержание в нефти сероводорода.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, молекулярная масса (криоскопический метод), фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21534-76, серы ГОСТ 1437-75, механических примесей ГОСТ 6370-83, силикагелевых смол, асфальтенов ГОСТ 11244-76, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82000, температура вспышки ГОСТ 6356, температура застывания ГОСТ 20287-91.

Результаты исследований представлены в таблице 1.1.6.2.1, количество исследований, диапазоны изменения и средние значения параметров – в таблице 1.1.6.2.2.

Свойства дегазированной нефти альбских горизонтов А-I и А-II похожи между собой и рассматриваются совместно. То же относится и к триасовым горизонтам.

Альбские горизонты А-I, А-II (Северо-Восточное, Юго-Западное крыло)

Физико-химические свойства дегазированной нефти альбских горизонтов оценены по результатам исследований 9 проб нефти из 5 скважин Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 408.

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как тяжёлую с плотностью при температуре 20 °С – 0,8836 г/см³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С – 94,18 мм²/с, при 50 °С – 24,19 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 2,36 % масс., смол силикогелевых – 15,66 % масс., асфальтенов – 0,01 % масс., общей серы – 0,34 % масс. Температура застывания дегазированной нефти по горизонту находится в интервале ниже минус 20°C. Температура начала кипения в среднем по горизонтам составляет плюс 175 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200°C (бензиновые фракции) – 4 % об., до температуры 300°C (керосиновые фракции) – 23 % об.

Триасовые горизонты T-I, T-VIII (Северное крыло)

Физико-химические свойства дегазированной нефти альбских горизонтов представлены результатами 4 проб нефти из 2 скважин 402, 403.

Пробы из скважин 402 от 21.12.2014 г. и 403 от 19.05.2019 г. отбракованы из-за заниженных значений плотности и завышенными значениями выхода фракций при кипении нефти. Значения отбракованных проб не учитываются при усреднении.

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо лёгкую с плотностью при температуре 20°C – 0,8084 г/см³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20°C – 5,67 мм²/с, при 50°C – 2,89 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 4,72 % масс., общей серы – 0,09 % масс. Асфальтены отсутствуют.

Температура застывания дегазированной нефти по горизонту находится в интервале ниже минус 20°C.

Температура начала кипения в среднем по горизонтам составляет плюс 110°C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200°C (бензиновые фракции) – 26% об., до температуры 300°C (керосиновые фракции) – 55% об.

Нефть альбских горизонтов тяжёлая, высоковязкая, высокосмолистая, малосернистая, парафинистая, застывающая при очень низких температурах и небольшим выходом светлых фракций. Нефть триасовых горизонтов особо лёгкая, маловязкая, малосмолистая, малосернистая, парафинистая, застывающая при низких температурах и значительным выходом светлых фракций.

Свойства конденсата

В конце 2024 г. из интервалов 1495,0-1499,0; 1524,0-1528,0 м (Т-V) скважины 403 отобрана устьевая проба УВ жидкости. Судя по плотности 0,826 г/см³, это нефть. Поскольку интервалы перфорации принадлежат газовому горизонту, то полученный результат вызывает сомнение и нуждается в дальнейшем уточнении.

Физико-химические свойства конденсата представлены результатами исследований единичной пробы триасового горизонта Т-VI, отобранной из скважины 401 в 2014 г.

Результаты исследований представлены в таблице 1.1.6.2.1, 1.1.6.2.2.

Плотность конденсата при температуре 20°C составляет 0,7156 г/см³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20°C – 0,72 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов составляет – 0,14% масс., смолы и асфальтены отсутствуют.

Температура застывания конденсата ниже минус 20°C.

Температура начала кипения составляет плюс 56°C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 100°C – 21% об., до температуры 200°C – 88%.

Таблица 1.1.6.2.1 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.01.2026 г.

№№ п/п	№№ скв.	Горизонт	Место отбора	Дата отбора пробы	Интервал перфорации, м	Плотность при 20°С, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с			Температура, °С		Групповой углеводородный состав, %, масс.						Зольность, %	Коксуемость, %	Молярный вес	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	Фракционный состав по Энглеру, %, об.						Исполнитель
							20°С	40°С	50°С	вспышки	застывания	парафин	сера	сmol силикателевых	воды по ДС	асфальтены	мех. примеси					НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Исследование нефти																												
Альбские горизонты (Северо-Восточное крыло)																												
1	T-1	A-II	устье	19.05.2019	707,0-709,5	0,8819	72,4	28,1	19,5	-	-46	0,6	0,29	-	1,6	-	0,06	-	-	-	1029	121	-	2	5	9	27	АктюбНИГРИ
2	408	A-I+A-II	устье	31.10.2018	637,0-640,0; 659,0-666,0; 682,0-676,0; 693,0-696,0; 704,0-709,0; 716,0-717,5	0,8875	-	-	-	-	-30	-	0,38	-	0,04	-	0,023	-	-	-	7,05	178	-	-	-	8	20	Вернал Ойл Казахстан
3			устье	19.05.2019		0,8869	120,9	47,1	30,9	-	-53	-	0,35	-	отс.	-	0,01	-	-	-	32	121	-	1	3	7	23	АктюбНИГРИ
Среднее по СВ крылу						0,8854	96,65	37,60	25,20	-	-43	0,60	0,34	-	0,55		0,031	-	-	-	356	140		2	4	8	23	
Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)																												
4	T-2	A-I	устье	03.03.2008	590,0-593,0; 602,0-604,0; 612,0-616,0	0,8803	93,38	35,43	24,23	60	<-20	2,83	0,26	18,48	22,0	отс.	0,030		2,28		25363	205	-	-	-	8	22	Каспиймунайгаз
5	T-2	A-I	устье	31.10.2005		0,8820	92,61	35,32	24,02	85	<-20	2,37	0,45	5,07		0,05	0,170	0,09	1,63	315	832	154	-	-	4	11	26	КазНИГРИ
6	T-7	A-I	гл.	11.05.2008	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	0,8835	98,66	37,21	24,96	56	<-20	2,87	0,36	18,56	12,0	отс.	0,543	-	2,29	-	105	200	-	-	-	7	21	Каспиймунайгаз
7	T-7	A-I	устье	19.05.2019	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	0,8943	99,40	39,90	26,10	-	-43	1,90	0,28	-	7,2	-	0,700	-	-	-	10588	-	-	-	-	-	-	АктюбНИГРИ
8	T-9	A-I	гл.	24.04.2008	602,9-608,5	0,8790	93,25	33,56	23,10	67	<-20	2,96	0,34	18,24	0,5	отс.	0,020	-	2,30	-	38,74	215	-	-	-	6	21	Каспиймунайгаз
9	T-9	A-I	устье	03.03.2008	602,9-608,5	0,8773	82,80	30,35	20,73	47	<-20	2,98	0,32	17,96	5,0	отс.	0,080	-	2,26	-	1689	205	-	-	-	8	22	Каспиймунайгаз
Среднее по ЮЗ крылу						0,8827	93,35	35,30	23,86	63	<-20	2,65	0,34	15,66	9,3	0,01	0,257	0,09	2,15	315	6436	196	-	-	4	8	22	
Среднее по альбским горизонтам						0,8836	94,18	35,87	24,193	63	<-20	2,36	0,34	15,66	6,0	0,01	0,182	0,09	2,15	315	4409	175	-	2	4	8	23	
Триасовые горизонты (Северное крыло)																												
10	402	T-I	устье	04.01.2015	1402,0-1408,0	0,8107	5,48	3,31	2,86	-5	<-20	4,53	0,10	отс.	отс.	-	отс.	0,07	0,52	203	159	108	-	12	26	39	52	КазНИГРИ
11	402*	T-I	устье	21.12.2014	1402,0-1408,0	0,7888	2,51	1,80	1,57	-17	<-20	3,68	0,08	2,08	-	отс	отс.	0,1	0,54	147	368	80	6	22	38	54	70	КазНИГРИ
Среднее по горизонту T-I						0,8107	5,48	3,31	2,86	-5	<-20	4,53	0,10	отс.	отс.	-	отс.	0,07	0,52	203	159	108	-	12	26	39	52	
12	403	T-VIII	устье	04.01.2015	1769,0-1778,0	0,8061	5,85	3,38	2,91	-8	<-20	4,91	0,07	-	отс.	-	отс.	0,04	0,39	191	94	110	-	12	26	40	58	КазНИГРИ
13	403*	T-VIII	устье	19.05.2019	1769,0-1781,0	0,7864	17,9	4,10	3,40	-	5	4,5	0,06	-	отс.	-	0,01	-	-	-	34	77	-	13	24	37	54	АктюбНИГРИ
Среднее по горизонту T-VIII						0,8061	5,85	3,38	2,91	-8	<-20	4,91	0,07	-	отс.	-	отс.	0,04	0,39	191	94	110	-	12	26	40	58	
Среднее по триасовым горизонтам						0,8084	5,67	3,35	2,89	-7	<-20	4,72	0,09	0	0,00		0,00	0,06	0,46	198	126	109		12	26	40	55	
Исследование конденсата																												
Северное крыло																												
14	403**	T-V	устье	02.12.2024	1495,0-1499,0; 1524,0-1528,0	0,8260	11,20	-	-	43	-19	1,20	0,88	-	3,40	-	-	-	-	-	7358	-	3	-	-	-	-	ТОО Хим.Лаб.Сервис КЗ
15	401	T-VI	устье	11.11.2014	1495,0-1530,0	0,7156	0,72	-	-	<-20	<-20	0,14	0,01	отс.	отс.	-	отс.	0,03	отс.	119	12,7	56	21	66	88	-	-	КазНИГРИ
Примечание: *- отбракованные пробы, ** - сомнительная проба																												

Таблица 1.1.6.2.2 - Месторождение Бурбайтал надсолевое. Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2026 г.

Наименование	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Параметры дегазированной нефти				
<i>Альбские горизонты А-I, А-II (Северо-Восточное, Юго-Западное крыло)</i>				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см ³	5	9	0,8773-0,8943	0,8836
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
20 °С	5	8	72,40-120,90	94,18
50 °С	5	8	19,50-30,90	24,19
Температура застывания, °С	5	9	-53-(-30)	<-20
Массовое содержание, %				
-серы общей	5	9	0,26-0,45	0,34
-парафинов	4	7	0,60-2,98	2,36
-смола силикогелевых	3	5	5,07-18,60	15,66
-асфальтенов	3	5	0,0-0,05	0,01
Температура начала кипения, °С	5	8	121-215	175
Объемный выход фракций, %				
до 200 °С	3	3	3-5	4
до 300 °С	5	8	20-27	23
<i>Триасовые горизонты (Северное крыло)</i>				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см ³	2	2	0,8061-0,8107	0,8084
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
20 °С	2	2	5,48-5,85	5,67
50 °С	2	2	2,86-2,91	2,89
Температура застывания, °С	2	2	-	<-20
Массовое содержание, %				
-серы общей	2	2	0,07-0,10	0,09
-парафинов	2	2	4,53-4,91	4,72
-смола силикогелевых	-	-	-	-
-асфальтенов	2	2	-	отс.
Температура начала кипения, °С	2	2	108-110	109
Объемный выход фракций, %				
до 200 °С	2	2	-	26
до 300 °С	2	2	52-58	55
Исследование конденсата				
<i>Триасовый горизонт Т-VI (Северное крыло)</i>				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,7156
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
20 °С	1	1	-	0,72
50 °С	-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1	-	<-20
Массовое содержание, %				
-серы общей	1	1	-	0,01
-парафинов	1	1	-	0,14
-смола силикогелевых	1	1	-	отс.
-асфальтенов	-	-	-	-
Температура начала кипения, °С	1	1	-	56
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	1	1	-	21
до 200 °С	1	1	-	88

1.1.6.3 Компонентный состав газа месторождения

Нефтяной газ

По состоянию изученности на 01.01.2026 г. компонентный состав нефтяного газа изучен по результатам исследований 5 проб газа, как устьевых, так и полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти.

Исследования проведены в лабораториях ТОО «КазНИГРИ» и ТОО НИИ «КаспийМунайГаз».

Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)

Альбские горизонты представлены результатами исследований 4 проб газа горизонтов А-I, А-II, отобранных из скважин Т-7, Т-9.

Газ «полусухой», содержание метана составляет 87,73 % мольн., этана – 4,12 % мольн., пропана – 2,72 % мольн., бутанов – 1,90 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,90 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,29 % мольн., азота – 2,34 % мольн. Плотность газа составляет 0,801 кг/м³.

Триасовые горизонты (Северное крыло)

Триасовые горизонты представлены результатами исследований 2 проб газа горизонтов Т-I, Т-VII, отобранных из скважин 402, 403.

Газ «жирный» с повышенным содержанием гомологов метана, содержание метана составляет 73,00 % мольн., этана – 9,33 % мольн., пропана – 4,77 % мольн., бутанов – 4,68 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 3,56 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,15 % мольн., азота – 4,51 % мольн. Плотность газа составляет 0,990 кг/м³.

Свободный газ

Компонентный состав свободного газа представлен результатами исследований единичной пробы триасового горизонта Т-VI, отобранной из скважины 401 в 2014 г.

Газ «полусухой», содержание метана составляет 92,18% мольн., этана – 2,97 % мольн., пропана – 1,43 % мольн., бутанов – 0,69 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,30 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,11 % мольн., азота – 2,34 % мольн. Плотность газа составляет 0,735 кг/м³, фактор сжимаемости – 0,998 д.ед.

Газ газовой шапки

Компонентный состав газа газовой шапки альбского горизонта А-II представлен результатами исследований единичной пробы, отобранной из скважины Т-9 в 2008 г.

Газ «сухой», содержание метана составляет 94,11 % мольн., этана – 1,77 % мольн.,

пропана – 0,34 % мольн., бутанов – 0,17 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,09 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,03 % мольн., азота – 3,49 % мольн. Плотность газа составляет $0,706 \text{ кг/м}^3$, фактор сжимаемости – 0,998 д.ед.

Результаты исследований приведены в таблице 1.1.6.3.1, усреднённые значения – в таблице 1.1.6.3.2.

Таблица 1.1.6.3.1 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Компонентный состав газа по состоянию изученности на 01.01.2026 г.

№№ скважин	Горизонт	Место отбора	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Теплотворность		Содержание, % мольн.										Плотность газа, кг/м ³	Плотность газа по воздуху	Компания-исполнитель
					низшая, ккал/м ³	высшая, ккал/м ³	метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтяной газ																			
Альбские горизонты(Юго-Западное крыло)																			
T-7	A-I	597	11.05.2008	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	-	-	78,19	6,93	5,68	2,01	1,86	0,87	0,31	0,56	0,30	3,29	0,919	0,763	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
T-7	A-I	устье	16.01.2008	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	8360	9258	91,87	2,50	1,46	0,70	0,19	0,15	0,02	0,18	0,17	2,76	0,743	0,617	ТОО «КазНИГРИ»
T-9	A-I	570	24.04.2008	602,8-608,5	-	-	93,13	2,92	1,03	0,60	0,33	0,30	0,04	0,28	0,41	0,96	0,742	0,616	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
Среднее по горизонту А-I					8360	9258	87,73	4,12	2,72	1,10	0,79	0,44	0,12	0,34	0,29	2,34	0,801	0,622	
Триасовые горизонты (Северное крыло)																			
402	T-I	1406,5	10.11.2014	1402,0-1408,0	-	-	75,46	6,53	5,10	1,44	2,28	1,78	0,75	0,59	0,09	5,99	0,949	0,788	ТОО «КазНИГРИ»
403	T-VII	устье	15.07.2015	1710,0-1725,0	8180	8864	70,54	12,14	4,45	2,51	3,14	1,82	1,37	0,81	0,20	3,02	1,030	0,855	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по триасовым горизонтам					8180	8864	73,00	9,33	4,77	1,98	2,71	1,80	1,06	0,70	0,15	4,51	0,990	0,822	
Газ газовой шапки (А-II, Юго-Западное крыло)																			
T-9	A-II	устье	29.01.2008	637,2-639,1	7906	8769	94,11	1,77	0,34	0,11	0,06	0,06	0,01	0,02	0,03	3,49	0,706	0,586	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
Свободный газ																			
401	T-VI	устье	04.11.2014	1495,0-1530,0	8289	9183	92,18	2,97	1,43	0,29	0,40	0,13	0,11	0,06	0,11	2,34	0,735	0,610	ТОО «КазНИГРИ»

Таблица 1.1.6.3.2 – Месторождение Бурбайтал надсолевой. Компонентный состав газа

Тип газа	Нефтяной		Свободный	Газовой шапки
Горизонты	Альбский А-I (Юго-Западное крыло)	Триасовые Т-I, Т-VII (Северное крыло)	Триасовый Т-VI (Северное крыло)	Альбский А-II (Юго-Западное крыло)
Количество исследований	3	2	1	1
Содержание компонентов, % мольн.				
Углекислый газ	0,29	0,15	0,11	0,03
Азот	2,34	4,51	2,34	3,49
Метан	87,73	73,00	92,18	94,11
Этан	4,12	9,33	2,97	1,77
Пропан	2,72	4,77	1,43	0,34
Изо-бутан	1,10	1,98	0,29	0,11
Н-бутан	0,79	2,71	0,40	0,06
Изо-пентан	0,44	1,80	0,13	0,06
Н-пентан	0,12	1,06	0,11	0,01
Гексан+высшие	0,34	0,70	0,06	0,02
Плотность при 20 °С, кг/м ³	0,801	0,990	0,735	0,706

1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона

По данным характеристики качества земельных угодий Атырауской области Курмангазинский район территориально размещается в пустынной зоне на бурых почвах.

Особенностью почвенного покрова района является разнотипность с абсолютным преобладанием интразональных почв над зональными. Большую часть территории Курмангазинского района (57,7%) занимают пески. Наиболее распространены бугристо-грядовые и равнинные, в комплексе с бурыми нормальными, лиманно-луговыми, солонцеватыми почвами, солонцами пустынными и солончаками сорowymi.

Пески интенсивно используются в качестве осенне-зимних, местами круглогодичных пастбищ и как сенокосные угодья. В результате бессистемного стравливания местами пески потеряли свою ценность как пастбища. Для улучшения их необходимо введение пастбищеоборота с правильным чередованием сроков стравливания и отдыха, засев и подсев ценных кормовых трав (житняк и др.).

Бурые нормальные почвы занимают 14,6% территории района. Наиболее характерны для периферийных участков песчаных массивов и залегают в комплексе с лугово-бурыми, лиманно-луговыми осолоделыми почвами, солонцами лугово-пустынными, солончаками сорowymi и песками бугристо-грядовыми. Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные пески, супеси и легкие суглинки. Распределение гумуса по профилю относительно равномерное с постепенным уменьшением вглубь. По механическому составу в основном среднесуглинистые, супесчаные, песчаные. Площади бурых нормальных почв используются как пастбищные угодья. Но, вследствие легкого механического состава почвы подвергаются ветровой эрозии и теряют свое плодородие, особенно сильно на перегруженных пастбищах. Поэтому на пастбищах необходимо введение соответствующих противодефляционных мероприятий: рациональные пастбищеобороты, умеренный выпас скота, посев и подсев кормовых трав и т.д. При условии орошения, предупреждения возможного заселения и соблюдения соответствующих противоэрозионных мероприятий комплексные массивы бурых нормальных почв будут пригодны для земледелия.

Бурые солонцеватые почвы (4,7%) в северо-западной части района распространены сплошными однородными массивами и в комплексе с солонцами лиманно-луговыми осолоделыми и лугово-бурыми. Сложены в большинстве случаев суглинками и супесями, застилаемыми слоистыми отложениями с преобладанием песков и супесей. Почвы отличаются высокой остаточной засоленностью. Менее засолены супесчаные почвы,

приуроченные к окраинам песчаных массивов. Профиль этих почв имеет на глубине 20–40 см иллювиально-солонцеватый горизонт. Характерно неглубокое залегание легкорастворимых солей, представленных главным образом сульфатами кальция. Водно-физические свойства почв неблагоприятны для роста и развития растений. По механическому составу - среднесуглинистые на легких суглинках, супесях и песках, легкосуглинистые, супесчаные. Территории этих почв используются как пастбища. При освоении их в сельскохозяйственном обороте нуждаются в проведении мероприятий по борьбе с солонцеватостью и предотвращению ветровой эрозии.

Солонцы (12,3%) встречаются однородными массивами и в комплексе с бурыми солонцеватыми, лиманно-луговыми осолоделыми почвами и солончаками соровыми. Почвообразующие породы суглинистые и глинистые, реже супесчаные, имеющие большое количество солей, в основном хлористого и сернокислого натрия. Солонцы развиваются при глубине залегания минерализованных грунтовых вод более 1,5 - 2,0 м от поверхности. Механический состав - глинистый, тяжелосуглинистый, среднесуглинистый, легкосуглинистый. Площади солонцов используются в качестве малопродуктивных пастбищ весной и осенью. При условии орошения и проведения коренных мелиораций по рассолению почв возможно улучшение продуктивности пастбищ.

Лугово-болотные солончаковые приморские (4,7%) залегают с аллювиально-приморскими почвами. Занимают низменные плоские поверхности морской аккумулятивной равнины. Грунтовые воды сильно минерализованы и залегают на глубине 1,5 - 2,0 м. Содержание гумуса колеблется в пределах 2 - 10%, резко падает с глубиной. Территории используются под сенокосы и осенне-зимние пастбища. Освоение почв под земледелие требует предварительной промывки вредных для растений солей, внесения органических и минеральных удобрений, улучшения водно-физических свойств, понижения и отвода минерализованных грунтовых вод.

Аллювиально-луговые обыкновенные почвы (2,2%) распространены в юго-западной части района и образуют сплошной массив. Содержат мощный темноокрашенный гумусовый горизонт (0,5–1,0 м). Грунтовые воды резко колеблются. Механический состав - среднесуглинистый, на легких суглинках, супесях.

Почвы обладают достаточно высоким естественным плодородием и представляют хорошие сенокосные угодья. При орошении являются хорошими пахотопригодными землями. Для предотвращения длительного избыточного увлажнения необходимо обвалование орошаемых участков и проведение мероприятий, предупреждающих вторичное засоление.



Аллювиально-луговые солончаковатые (1,4%) залегают однородными массивами в южной части района. Грунтовые воды залегают на глубине 2 - 4 м, засоление проявляется с верхнего полуметрового слоя. Тип засоления хлоридно-сульфатный. Профиль почв слоистый с чередованием тяжелых и легких почв по гранулометрическому составу прослоев. Площади аллювиально-луговых солончаковых почв используются как сенокосные и пастбищные угодья. Освоение их под поливное земледелие требует предварительной промывки и отвода минерализованных грунтовых вод.

Почвы аллювиально-луговые солончаковые (1,6%) залегают с солончаками луговыми и формируются в тех же условиях, что и солончаковатые, но при более низком стоянии минерализованных вод (2,0 - 2,5 м). Характеризуются относительно небольшой мощностью гумусового горизонта (20 - 30 см) и засолением в верхнем 30-сантиметровом слое. Важной особенностью этих почв является наличие легкорастворимых солей. Площади этих почв используются как пастбищные угодья и отчасти малопродуктивные сенокосы. Освоение их под поливное земледелие требует предварительного рассоления и особо строгого соблюдения мероприятий по предупреждению вторичного засоления.

Лугово-бурые обыкновенные почвы (0,2%) встречаются однородным участком. По своим физико-химическим свойствам эти почвы при орошении пригодны для возделывания сельскохозяйственных культур, не требуют особо строгого соблюдения мероприятий по предупреждению вторичного засоления.

Солончаки соровые составляют всего 0,1% от площади района. Очень высокое засоление и плохие физико-химические свойства исключают возможность произрастания на них даже самых солевыносливых растений. Земли непригодны для сельскохозяйственного использования. Освоение и мелиорация их затруднены и требуют больших капитальных затрат.

Болотные, приморские почвы и солончаки луговые составляют 0,1% и используются как пастбища и местами сенокосы. По характеристике качества земельных угодий, приведенной выше, видно, что в районе большие площади заняты солонцеватыми и засоленными почвами в совокупности с солонцами и солончаками - 38,3%.

Все почвы территории Курмангазинского района отличаются малой гумусностью, относительно небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания. Среди почв территории района преобладают почвы легкого механического состава. Почвы района почти полностью используются в качестве естественных кормовых угодий в результате засушливости климата, больших площадей песков и солонцов.

1.1.8 Характеристика растительного покрова региона

Территориально Курмангазинский район размещается в пустынной зоне на бурых почвах. Особенностью почвенного покрова района является резко выраженная комплексность с абсолютным преобладанием интразональных почв над зональными. Основными компонентами почвенного покрова являются разнообразные солонцы, солончаки, лугово-бурые, пойменно-луговые, лугово-болотные почвы. Большие площади в районе заняты песками - 606,8 тыс. га и выходами засоленных глин - 72,0 тыс. га.

Курмангазинский район расположен в пустынной зоне Арало-Каспийской провинции в Эмбинском возвышенно-равнинном (восточная часть района), Приморском низменно - равнинном (западная часть района) и Устюртском увалисто-волнистом (восточная оконечность района) округах.

Для растительного покрова характерно господство полыней (белоземельная или серая, черная, песчаная), солянок (дзень, биюргун, кокпек, камфоросма, сведа, сарсазан). Видовой состав пастбищ в основном представлен двумя жизненными формами: травянистыми растениями и полукустарниками. Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновинные злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлика луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного. В северо-западной части района по равнине на бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах и пустынно-степных формируются белоземельнополюнные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополюнно-солянковыми, кокпеково-чернополюнными, еркеково-серополюнно-мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельнополюнных пастбищ представлена белоземельнополюнным, белоземельнополюнно-злаковым, белоземельнополюнно-солянковым типами.

Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновинные злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлика луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного.

Рекомендуется использовать белоземельнополюнные пастбища под выпас всех видов скота в весенне-летне-осенний период. По выровненным местам рельефа бывших совхозов Балкудукский и Суюндукский, на солонцах пустынных формируются чернополюнные пастбища. Образуют комплексы с белоземельнополюнными, кокпековыми травостоями.

Группа объединяет следующие типы: чернополынный, чернополынно-солянковый (изень, камфоросма марсельская, эбелек, эхинопсилон, биюргун), чернополынно-мятликовый.

Чернополынные пастбища рационально использовать в осенний период, чернополынно-мятликовые - в весенне-осенний период под выпас овец, лошадей, верблюдов.

Небольшими пятнами по всей территории бывших совхозов Балкудукский и Суюндукский, а также в северной части района и в центральной части по равнине на солонцах пустынных и солончаках формируются биюргуновы пастбища. Характеризуются бедностью флористического состава. Часто встречаются чистые заросли биюргуна, реже в сложении травостоя участвуют мятлик луковичный, мортук восточный, костер кровельный. Биюргуновы пастбища рекомендуется использовать как осенние для овец, верблюдов и лошадей. Для растительного покрова бывших совхозов Балкудукский и Суюндукский характерно широкое распространение кокпека и солянок (биюргун, изень, климакоптера, супротивнолистная, эхинопсилон).

Формируются по понижениям равнины на солонцах. Встречаются как самостоятельными массивами, так и в комплексе с биюргуновыми и чернополынными типами пастбищ. Кокпеково-чернополынный и солянковый типы пастбищных угодий рекомендуется использовать в осенний, кокпеково-мятликовый - в весенне-осенний период под выпас овец, лошадей, верблюдов.

На песчаных массивах Бетпак-Шагыр, Косдаулет, Бузанай, Мынтюбе самое широкое распространение получили шагыровые пастбища. Встречаются по всем элементам бугристых песков. Группа шагыровых пастбищ представлена шагырово-эфемеровым, шагыровым, шагырово-кияковым, шагырово-астроговым, шагырово-разнотравным типами. Доминант - полынь песчаная, шагыр. В разных типах к нему в большом обилии примешиваются костер кровельный, кияк, астрогол, пескодрев. Кроме перечисленных растений встречаются цмин песчаный, верблюдка Маршалла, василек красивый, тысячелистник мелкоцветковый, бурачок пустынный, аристида перистая.

Рекомендуется шагырово-эфемеровые пастбища использовать как весенне-осенние, шагыровые — как осенние, шагырово-кияковые, шагырово-разнотравные, шагырово-астроговые - как весенне-летне-осенние пастбища для овец, лошадей, верблюдов.

Следующая группа пастбищ, наиболее распространенная в песках, - жузгуновая. Выделены жузгуново-шагыровый, жузгуново-полынный, жузгуново-эфемеровый типы. Встречаются по всем элементам бугристо-грядовых песков. Жузгуновы пастбища рекомендуется использовать в весенне-летне-осенний период под выпас всех видов скота.

На песках полужакрепленных широко распространены кияковые пастбища. Представлены кияковым, кияково-шагыровым, кияково-эфемеровым типами. Кияковые пастбища рекомендуется использовать в весенне-летне-осенний период под выпас всех видов скота. По межбугровым понижениям с близким залеганием грунтовых вод небольшими пятнами формируются тамарисковые пастбища. Группа представлена тамарисково - шагыровым, тамарисково-полынным типами (полыни однопестичная и австрийская). Пастбища этой группы рекомендуется использовать в весенне-летне-осенний период под выпас овец, лошадей, верблюдов.

Небольшими пятнами по межбугровым понижениям формируются эфемерные (костер кровельный) и разнотравные (тысячелистник мелкоцветковый, сирения стручковая, василек красивый) типы пастбищных угодий. Эти пастбища рекомендуется использовать в весенний период под выпас всех видов скота. Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Данные пастбища самостоятельных массивов не образуют, встречаются в комплексе друг с другом, а также с шагыровыми, кияковыми, жузгуновыми типами пастбищных угодий. Рекомендуется использовать еркековые, лерхиановополынно-эфемерные типы пастбищ в весенне-летне-осенний период под выпас всех видов скота. Биюргуновые типы пастбищ в хозяйственном отношении большого значения не имеют из-за низкой кормовой ценности биюргуна.

На пастбищных угодьях наблюдается общая тенденция к депрессии растительного покрова под влиянием интенсивного использования. Постоянный бессистемный выпас скота вблизи зимовок, источников водопоя значительно ухудшает кормовые качества пастбищ, резко снижает их продуктивность, приводит к засорению вредными и непоедаемыми, а также ядовитыми травами (адраспан, молочай). Дальнейшее поступательное развитие животноводства связано с необходимостью проведения комплекса мероприятий по сохранению и улучшению, а также по повышению кормоемкости естественных кормовых угодий.

В южной части территории Курмангазинского района по понижениям приморской равнины на аллювиально-луговых почвах формируются солянковые (солянка натронная, сведа высокая, лебеда татарская, солянка Паульсена), кустарниковые (гребенщик многоветвистый). Встречаются в комплексе друг с другом. Группа кустарниковых пастбищ представлена тамарисково-ажрековым, тамарисково - солянковым и тамарисково-полынным типами. Рекомендуется солянковые, тамарисково-солянковые и тамарисково-полынные

пастбища использовать в осенний, тамарисково-ажрековые - в весенне-летне-осенний период под выпас овец, лошадей и верблюдов.

В прибрежной полосе Каспийского моря сосредоточены сенокосные угодья. Вдоль самого берега тянется полоса тростниковых сенокосов. Севернее расположены злаково-осоковые и злаково-разнотравные сенокосы с преобладанием пырея ползучего. Сенокосные угодья в основном чистые, участие непоедаемых растений в травостое незначительное. Среди тростниковых сенокосов встречаются заболоченные участки, которые невозможно выкашивать во время массовой уборки сена. Позднее они обычно используются под выпас крупного рогатого скота и лошадей.

Площадь сенокосных угодий 60,7 тыс. га. Урожайность 10,6 ц/га кормовых единиц. Кормозапас 642,1 тыс. ц кормовых единиц.

На территории Курмангазинского района, согласно литературным данным, можно встретить следующих представителей дикорастущих растений:

Кормовые, сорные, вредные и ядовитые растения

- Вейник наземный - акбатаук - *Galamagrostic epigeios* (L) Roth.
- Волоснец гигантский - кияк - *Elymus giganteus* Vahl.
- Ковыль волосатик - тырса, калкан, седец, сазан боз - *Stipa capillata* L.
- Ковыль Иоанна - кумыздык боз - *Stipa Joannis* Cel.
- Ковыль Лессинга - бегете боз - *Stipa Lessingiana* Trin et Rugr.
- Костер кровельный - таракбоз, аркаган - *Bromus testorum* L.
- Мятлик луковичный - конурбас - *Poa bulboga* L.
- Мортук восточный - *Eremopyrum orientale* (L) Gaub et Spash.
- Овсяница бороздчатая - типчак, бегете - *Festuca sulcata* Hack.
- Пырей ветвистый - вострец - *Agropyron ramosum* nevaki.
- Пырей ползучий - жантак - *Agropyron repens* (L).
- Пырей пустынный - житняк - жол еркек - *Agropyron desertorum* (Pich) Schult.
- Пырей ломкий - кумеркек - *Agropyron fragile* (Proth) neoski et Sch.
- Тростник обыкновенный - камыс, курак - *Phragmites communis* (L) Trin.
- Ежовник солончаковый - биюргун - *Anabasis salsa* Benth.
- Кумарчик песчаный - *Agriophyllum arenarium* M.B.
- Лебеда татарская - алабота - *Atriplex tatarica* L.
- Рогач песчаный - эбелек - *Ceratocarpus arenarius*
- Сарсазан шишковатый - тентек соранг - *Halochemum strobilaceum* (Pall)M.B.
- Сведа высокая - кара шора - *Suaeda altissima* (L) Pall.

- Солерос европейский - кызыл сорат - *Salicornia europaea* (L).
- Солянка Паульсена - канбак - *Salsola Paulscini* Litv.
- Солянка натронная - *Salsola nitraria* Pall.
- Солянка чумная - туйе карын - *Salsola pertifer* Litv.
- Гребенщик многоветвистый - тамариск - *Tamarix ramosissima* Ldb.
- Гелиотроп аргузиевый - *Heliotropium arguzioides* Xar. et Kir.

Эндемики

- Качим лопатчатолистный - *Gysophila spathulifolia*.
- Наголоватка тонкодольчатая - *Jurinea tenuiloba*.
- Астрагал многорогий - *Astragalus polyceras*.
- Кувшинка (реликтовый вид) - *Nimphala condida*.

Краснокнижные виды

- Водяной орех-чилиим - *Trapa natans*.
- Лотос орехоносный - *Nelumbo nucifera*.
- Дрема астраханская - *Melandrium astrachanicum*.

Грибы

- Сетчатоголовник оттянутый - *Dictyocephalos attenuatus*.

Технические виды

- Тростник обыкновенный.

Лекарственные растения

- Полынь метельчатая – бурген.
- Гармала обыкновенная – адраспан.
- Бессмертник песчаный – цмин.
- Ежовник безлистный, анабазис – итсигек.

Расположение территории Курмангазинского района внутри Евразийского континента обусловило черты резко выраженного материкового климата с высокой континентальностью: короткая малоснежная, но довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето. За период вегетации растений осадков выпадает мало – 70 - 115 мм, а за весь год – 150 - 180 мм. Это говорит об очень низкой влагообеспеченности района, поэтому гидрографический коэффициент (ГТК) не превышает 0,2 - 0,3. Возможный расход влаги на испарение за период вегетации составляет 1105 - 2285 мм. Отсюда дефицит влажности воздуха равен 6,1 - 8,2 мб.

1.1.9 Характеристика животного мира региона

По зоогеографическому районированию район входит в северный участок Арало-Каспийских пустынь Туранского округа Ирано-Туранской провинции Средиземноморской подобласти. Характерными млекопитающими данного участка (района) являются: сайга, кабан, волк, корсак, лисица красная, степной хорь, заяц-русак, ондатра, суслики; рыбы - сом, щука, сазан, судак, карп, лещ, язь, линь, окунь, карась, плотва и др.; птицы - гуси, утки, чирки-кулики, лысуха, серая куропатка, голуби.

Млекопитающие

Отряд насекомоядные

- Семейство ежи, род ежи.
- Ушастый еж - обитатель глинистых и песчаных полупустынь и пустынь. Активен с марта-апреля до октября-ноября. Обитает в норах. Питается жуками, саранчовыми, мелкими насекомыми. Обычен на данной территории.
- Семейство землеройки, род белозубки.
- Малая белозубка - обитатель пустынных и культурных ландшафтов. Гнездится в траве, углублениях почвы, норах мелких грызунов. Активна в теплое время года. Питается насекомыми. Обычна.

Отряд рукокрылые

- Семейство обыкновенные летучие мыши представлено родами: ночницы (усатая ночница), вечерницы (рыжая вечерница), кожаны (двухцветный кожан). Виды тяготеют к постройкам человека, различным убежищам. Размножаются в мае-июне. Питаются жуками, бабочками, комарами. Двухцветный кожан малочислен, улетает на зимовку. Другие виды обычные, оседлые.

Отряд зайцеобразные

- Семейство зайцы и кролики, род зайцы представлен зайцем-русаком и зайцем-песчаником (толаем) - обычными видами. Толай предпочитает бугристые пески с зарослями саксаула.

Отряд грызуны

Семейство беличьи, род суслики

- Суслик-песчаник обитает в бугристых песках с травянистой и кустарниковой растительностью, в полынно-солянковых и эфемеровых пустынях. Обычен.
- Малый суслик выбирает открытые глинисто-солонцеватые участки с преобладанием полыней, целинные участки полупустынь, небольшие пашни, обочины дорог и т.п. Норы до

2 м глубины. Активен с марта, в спячку впадает в июне-июле, иногда позже. Обычен. Один из главнейших носителей чумы в природе.

Семейство мышовки, род мышовки

- Степная мышовка - обитатель полупустынь и пустынь. Живет в норах других животных. Зиму проводит в спячке. Обычна.
- Семейство тушканчики представлено родами: земляные зайцы, земляные зайчики, емуранчики, мохноногие тушканчики. Все виды - обычные обитатели северных пустынь, полупустынь.
- Тарбаганчик населяет преимущественно солонцы, солончаки; пища - луковицы, семена, зеленые части растений (как у емуранчика и мохноногого тушканчика); норы строит в плотных грунтах, размножается с весны до осени.
- Емуранчик населяет также пески, размножается с весны до середины лета.
- Мохноногий тушканчик населяет незакрепленные и слабозакрепленные пески. На рассматриваемой территории тушканчики впадают в зимнюю спячку в норах.

Семейство хомякообразные, подсемейство хомяки

- Род хомячок Эверсмана, вид хомяк Эверсмана придерживается солончаковых участков, живет в песках, в разных стадиях, закрепленных растительностью, по окраинам полей. С октября впадает в спячку в норах. Обычен.
- Род серый хомячок, вид серый хомячок заселяет пески, сельскохозяйственные угодья. В зимнюю спячку не впадает, живет в норах. Обычен. Хомяки питаются растительным и животным кормом (жуки, саранчовые, муравьи и др.).
- Род песчанки, гребенщикова песчанка населяет бугристые пески, уплотненные песчаные, глинистые, засоленные почвы, культурные земли. Зимние норы достигают глубины 2–2,5 м, летние - 1 м. Размножается с апреля по октябрь. Питается семенами, зелеными частями растений, зимой - корой кустарника. Обычный вид. Носитель чумы.
- Полуденная песчанка сходна по образу жизни и поведению. Носитель чумы.
- Род слепушонки, вид обыкновенная слепушонка в полупустыне и пустыне обитает среди закрепленных песков, солонцов. На поверхность выходит очень редко, норы неглубокие. Питается подземными частями растений. Обычный вид.
- Род серая полевка, вид обыкновенная полевка предпочитает пониженные влажные места, заселяет сельхозугодья, зимой встречается в жилищах человека и др. В спячку не впадает. Обычный вид. Источник туляремии.

- Род домовые мыши. Домовая мышь обитает в самых разных ландшафтах, домах, хозяйственных постройках. Живет в норах глубиной 25 - 30 см. Может размножаться круглый год. Обычна. Распространяет многие очень опасные болезни.

- Род полевые и лесные мыши представлен полевой мышью, предпочитающей увлажненные места, сельхозугодья и др. Обычна.

Отряд хищные

- Семейство собаки представлено родами: волки и собаки, лисицы. Виды обычны, могут распространять опасные болезни (бешенство и др.).

- Семейство куньи, род ласки и хорьки представлен степным хорем.

- Степной хорь - обитатель пустынь, преимущественно непесчаных, полей. Использует норы других животных. Молодняк появляется в апреле-мае. Питается мелкими млекопитающими, иногда птицами, пресмыкающимися, насекомыми. Обычен.

Отряд парнокопытные

- Семейство свиньи, род кабаны, вид кабан. На территорию заходит в пески и саксаульники, особенно в годы больших снегопадов, заходит на поля; в многоводные годы ареал может расширяться.

- Семейство полорогие, род сайги, вид сайга - типичный обитатель рассматриваемой территории зимой; здесь район значительного сосредоточения животных, мигрирующих с северных летовок через территорию полигона Капустин Яр. Промысловый вид.

Птицы

Отряд хищные

Семейство ястребиные представлено родами: орлан (орлан-белохвост), канюк (зимняк, курганник), орел (беркут, могильник, степной орел), лушь (степной лушь).

- Орлан-белохвост - краснокнижный вид, населяет берега рек, озер, моря; иногда гнездится в нескольких километрах от воды. На рассматриваемой территории может встретиться в полете, что маловероятно.

- Зимняк может встретиться на зимовке.

- Курганник обычен, перелетная или кочующая птица. Предпочитает места с равнинным, слегка всхолмленным рельефом. Гнездо строит на саксауле, брошенных постройках и т.п. Кладка в конце марта-начале апреля. Питается песчанками, полевками, сусликами, птицами, пресмыкающимися.

- Беркут - краснокнижный вид. В междуречье Волга-Урал всегда был малочислен, здесь места его летнего пребывания. Ведет оседлый или кочующий образ жизни. Встреча с ним маловероятна.



- Могильник местами обычная, перелетная птица. Придерживается равнин с отдельными деревьями, на которых строит гнезда. Охотится за зайцами, сусликами, песчанками и др. Встреча с ним на рассматриваемой территории маловероятна.

- Степной орел обычен на данной территории, перелетная птица. Строит гнездо на земле. Кладка апреле-мае. Питается грызунами, птенцами, пресмыкающимися.

- Степной лунь обычен, перелетная птица. Гнездо строит на земле. Кладка в конце апреля-в мае. Питается мелкими грызунами, птицами, ящерицами, насекомыми.

- Семейство соколиные, род сокол представлен обыкновенной пустельгой и степной пустельгой. Это обычные перелетные птицы, гнездятся на деревьях, на земле и др. Кладка в мае. Питаются мышевидными грызунами.

Отряд куриные

Семейство фазановые, род перепел

- Перепел - обычная перелетная птица, характерная в основном для сельскохозяйственных ландшафтов. Большую часть жизни проводит на земле. Кладка в мае. Питается семенами растений и насекомыми.

- Возможен заход на территорию серой куропатки, питание и поведение которой сходно с таковыми и перепела.

Отряд дрофы

Семейство дрофиные, род дроф представлены дрофой и стрепетом, перелетными птицами, занесенными в Красную Книгу РК.

- Дрофа гнездится в Волго-Уральском междуречье, встречается в весеннем пролете и частично на зимовках. Населяет полынные и злаковые пространства, поля и залежи. Питается семенами растений, жуками, саранчой, мелкими грызунами и ящерицами.

- Стрепет - самый мелкий представитель отряда в Казахстане. В отличие от дрофы в республике не зимует. Встречается в поросших злаками и эфемерами песчаных участках, сухих лугах. Гнездится в апреле-начале мая.

Отряд кулики

- Отряд кулики представлен семействами: авдотки, род авдотка (авдотка); тиркушки, род тиркушка (степная тиркушка); ржанковые, род зук (каспийский зук). Эти кулики - перелетные птицы, обживающие участки с разреженной (скудной) растительностью, солончаки. Обычные в междуречье Волга-Урал виды, питающиеся в основном разнообразными насекомыми.

Отряд рябки



- Род саджа, саджа - обычная, оседлая и кочующая птица. Гнездится на участках с плотными грунтами, на земле. Кладка с середины апреля. Питается семенами растений, почками, побегами.

Отряд голуби

- Род голубь, обыкновенная горлица. Обычная, перелетная птица, населяет культурный ландшафт. Гнездится в кустах. Кладка в мае. Питается семенами.

Отряд кукушки

- Семейство кукушковые, род кукушка представлен обыкновенной кукушкой. Обычная, перелетная птица. Населяет самые разнообразные ландшафты.

Отряд совы

Семейство настоящие совы представлено родом филин и родом домовый сыч.

- Филин - немногочисленная, оседлая или кочующая птица. Гнездится по оврагам, развалинам. Кладка в апреле. Питается всевозможными животными от зайцев до мышевидных грызунов и мелких воробьиных птиц.

- Домовый сыч обычен. Оседлая птица. Гнездится в укромных местах развалин, на чердаках, в норах обрывов и т.п. Кладка - апрель-май. Питается мелкими грызунами и птицами, ящерицами, насекомыми.

Отряд козодои

- Семейство настоящие козодои, род козодой.
- Обыкновенный козодой. Обычен. Перелетная птица. Населяет кустарники в полупустыне. Гнездится на земле. Кладка - май-июль. Питается ночными насекомыми.

Отряд длиннокрылые

- Род стрижи, черный стриж обычен или многочислен. Перелетная птица. Предпочитает открытые пространства, поселения человека. Гнездится в норах по обрывам, под крышами зданий и т.п. Кладка в июне. Питается крылатыми насекомыми.

Отряд ракшеобразные

- Сизоворонка. Обычная, перелетная птица. Обитатель полупустынь, пустынь, культурных ландшафтов. Гнездится в норах по обрывам, в щелях домов и др. Кладка в мае-июне. Питается насекомыми, ящерицами, грызунами.

- Удод. Обычная, перелетная птица. Населяет открытые пространства с кустарниками, посадки. Гнездится в горах, дуплах и др. Кладка в апреле-июне. Кормится на земле насекомыми и другими мелкими беспозвоночными.

Отряд воробьиные



Семейство жаворонковые представлено 4 родами: хохлатый жаворонок (хохлатый жаворонок), малый жаворонок (серый и малый жаворонки), степной жаворонок (черный и белокрылый жаворонки), рогатый жаворонок (рогатый жаворонок).

- Жаворонки - обычные, перелетные, кочующие или оседлые птицы. Населяют сухие степи, полупустыни, солончаки, культурные ландшафты. Гнездятся на земле. Кладка апрель-июнь. Питаются насекомыми и семенами.

- Семейство ласточковые, род касатка, представлен двумя видами: деревенская ласточка и нитехвостая ласточка. Обычная деревенская и малочисленная нитехвостая ласточки - перелетные птицы, тяготеющие к культурным ландшафтам и населенным пунктам.

- Семейство сорокопутовые, род сорокопуд, представлено двумя видами: серый сорокопуд и жулан. Это обычные птицы, предпочитающие открытые пространства с кустарником, питающиеся мелкими позвоночными, насекомыми и др. Гнездятся на кустах. Кладка в апреле-июне. Серый сорокопуд - оседлая и кочующая, жулан - перелетная птица.

- Семейство крапивниковые - Род каменка. Обыкновенная каменка. Обычная, перелетная. Населяет открытые пространства. Гнездится в норах. Кладка в мае-июне. Питается насекомыми.

- Род соловей представлен южным, обыкновенным соловьями и варакушкой. Это обычные перелетные птицы. Держатся зарослей кустарников, посадок, садов и т.п. Гнездятся на земле, в нижней части кустарников. Кладка в мае-июне. Питаются мелкими беспозвоночными.

- Семейство славковые, род славка, вид пустынная славка. Обычная птица. Населяет кустарники и саксаульники. Гнездится на кустах. Кладка в апреле-июне. Питается насекомыми, ягодами.

- Семейство ткачиковые, род воробей, представлен домовым и полевым воробьями. Обычные, предпочитают культурные ландшафты.

- Семейство скворцовые, род настоящий скворец, вид обыкновенный скворец. Обычен, предпочитает культурные ландшафты.

- Семейство вороновых, род ворон (ворон, ворона, грач), род галка (галка), род сорока (сорока).

Ворон - немногочисленная, оседлая птица, ворона и галка - обычные, оседлые, кочующие и перелетные птицы, сорока - обычная, оседлая и кочующая, грач - обычная, перелетная птица. Вороновые склонны к обитанию в культурных ландшафтах.

Земноводные

Отряд бесхвостые

- Семейство жабы, род жабы, вид зеленая жаба. Обитатель полупустынь и пустынь, ведет наземный образ жизни. В пустынях, видимо, впадает в летнюю спячку. Зимует в норах грызунов, в ямах. Весной появляется с конца марта до середины мая и идет в водоемы для размножения.

Пресмыкающиеся

Отряд ящерицы

- Семейство агамовые - Род агамы. Агама обитает на участках с редкой кустарниковой растительностью, сыпучих песков избегает. Убежищами служат норы сусликов и песчанок. Активна с марта по октябрь. Основа питания - чернотелки, листоеды, муравьи. Обычна.

- Род круглоголовки. Такырная круглоголовка держится на уплотненных почвах с редкой растительностью. Пользуется норами насекомых. Активна в марте-октябре. Питается саранчовыми, жуками. Обычна.

- Круглоголовка-вертихвостка обитает на закрепленных и слабозакрепленных песках.

- Активна в апреле-октябре. Питается мухами и другими насекомыми. Обычна.

- Ушастая круглоголовка на голых песках обычна. Активна с марта по октябрь. Питается жуками, гусеницами, клопами, осами и др. Обычна.

- Семейство ящерицы - Род ящурки, виды - быстрая и разноцветная - обитают на участках закрепленных песков, глинистых почв. Используют норы. Активны в марте-октябре. Питаются жуками, саранчовыми, пауками, клопами, мухами, гусеницами и др. Обычны и многочисленны. Род настоящие ящурки, вид прыткая ящерица. Предпочитает заросли кустарников, обочины дорог и т.п. Активна в марте-октябре. Делает норы и использует чужие. Питается насекомыми. Обычна и многочисленна.

Отряд змеи

- Семейство удавы - Род удавчики, песчаный удавчик обитает в сыпучих и слабозакрепленных песках. Активен с начала апреля до середины октября. Питается ящерицами, грызунами, мелкими птицами. Обычен.

- Род полозы. Желтобрюхий полоз - краснокнижный вид. Живет в кустарниковых зарослях, на зарастающих песках. Для убежищ используются норы грызунов. В июне-июле самка откладывает яйца (молодые появляются в сентябре). Питается грызунами, ящерицами, змеями, птицами, насекомыми. На змеях обитают иксодовые клещи. Агрессивная, неядовитая змея.

- Род лазающие полозы. Узорчатые полозы повсеместно обычны в отношении мест обитания, убежищ, пищи. Активен с марта по октябрь.

- Семейство гадюки, род гадюки, вид степная гадюка. Населяет кустарники, солянковые полупустыни и закрепленные пески. После зимовки покидает норы и другие убежища в марте-апреле и занимает их в октябре. Питается птицами, грызунами. Обычна.

- Семейство ямкоголовые змеи, род щитомордник, вид обыкновенный щитомордник. Зимует в норах грызунов, активен с марта-мая до октября-ноября. Питается грызунами, иногда птицами, реже ящерицами. Обычен. Ядовит.

Рыбы

- В дельте Волги в реках Кигач и Шароновка распространены, речные, полупроходные и проходные рыбы, такие как: сом, щука, судак, сазан, лещ, язь, окунь, карась, плотва и др.

В Красную Книгу СНГ (СССР) занесены следующие представители фауны Курмангазинского района:

- млекопитающие - пегий путорак, хорь-перевязка;
- птицы - розовый и кудрявый пеликаны, желтая и малая белая цапли, фламинго, краснозобая казарка, мраморный чирок, стерх, журавль-красавка, дрофа, стрепет, белохвостая пигалица, тонкоклювый кроншнеп, орлан-белохвост, скопа;
- рыбы - каспийский лосось.

В Красную Книгу Республики Казахстан кроме перечисленных выше животных относятся следующие:

- птицы - беркут, колпица, лебедь-кликун, лебедь-шипун, савка, гусь-сухонос.

1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона

В пределах Атырауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 10.10.2007 года № 1074, расположены следующие особо охраняемые природные территории республиканского значения:

- Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря;
- Новинский государственный природный заказник (зоологический);
- Государственный природный резерват «Акжайык».

1. Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря площадью 662,6 тыс. га. В настоящее время границы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря устанавливаются Правительством Республики Казахстан.

В состав заповедной зоны входят:



- Акватория и пойма реки Жайык (Урал) (от разветвления реки Жайык (Урал) на рукава Золотой и Яицкий до устья реки Барбастау);
- Дельта реки Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты реки Волги (в границах Казахстана);
- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана, до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка).

Водно-болотные угодья северной части Каспия, а особенно дельты рек Волги, Урала и Эмбы, а также прилегающее побережье и акватория самого моря, являются важнейшими на Евразийском континенте угодьями, которые обеспечивают поддержку миллионам водоплавающих и околоводных птиц в период гнездования, линьки, сезонных миграций и зимовки. Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря излагаются в Экологическом кодексе РК.

2. Новинский государственный природный (зоологический) республиканского значения заказник (46°15' с.ш.; 49°45' в.д.) создан для охраны редких животных в восточной части устья реки Кигач (Кигащ) и Северная часть Каспия, на территории Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан. Заказник был организован постановлением Совета Министров КазССР от 17.02.1986 г., его площадь 45 тыс. га. Госзаказник «Новинский» расположен на малых и больших островах в труднодоступной части Северного Каспия. Острова периодически затапливаются до 80 %. Условия благоприятны для обитания боровой и водно-болотной дичи. Водятся кабан, лисица, корсак, заяц-русак, ондатра, енотовидная собака; водоплавающие и около-водные птицы; гнездятся более 23 видов птиц серые гуси, кряква, серые утки, лысуха, различные нырки, турухтан и т.д. Встречаются пернатые хищники: орлан-белохвост, камышовый лунь.

В заказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дрема астраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинно-иглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь-кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.).

3. Государственный природный резерват «Акжайык» расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 111 500,0 га, из них на землях Махамбетского района – 57595,0 га, на землях г. Атырау – 53 905,0 га.

Создан постановлением Правительства Республики Казахстан № 119 «О некоторых вопросах создания государственного учреждения Государственный природный резерват «Акжайык» от 6 февраля 2009 года в дельте реки Урал и прилегающем побережье Каспийского моря. 1 апреля 2009 года территория дельты реки Урал и прилегающего побережья Каспийского моря включена в список водно-болотных угодий международного значения. Она стала второй казахстанской территорией после Тенгиз-Коргалжынской системы озёр, вошедшей в данный список.

В 2014 году резерват вошел во всемирную сеть биосферных резерватов ЮНЕСКО. По данным последних исследований, список флоры включает 130 видов, относящихся к 90 родам, 33 семействам, что составляет примерно 54 % флоры казахстанской части Северного Прикаспия, насчитывающей около 250 видов. Здесь можно встретить редкие и занесённые в Красную книгу Казахстана растения.

Через территорию дельты реки Урал и прилегающее побережье Каспийского моря пролегает Сибирско-Восточно-Африканский миграционный маршрут перелетных птиц. Здесь сосредоточено большое количество редких и эндемичных (обитающих только в данной местности) видов растений и животных. Из птиц это такие редкие виды, как каравайка, колпица, малая белая цапля, египетская цапля, султанка. В период пролёта здесь останавливаются тысячи фламинго, кудрявых пеликанов, черноголовых хохотунов, лебедей, а также находящийся под угрозой исчезновения гусь-пискалька. На территории резервата встречается 78 видов млекопитающих. В списке исчезающих видов в регионе насчитывается 20 наименований птиц, 24 вида насекомых, 2 вида пресмыкающихся и 2 вида млекопитающих. На грани уничтожения - осетровые рыбы и каспийский тюлень.

Контрактная территория месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мұнай» не затрагивает особо охраняемые природные территории.

1.1.11. Памятники истории и культуры региона

Атырауская область богата на архитектурные памятники культуры, одним из таких памятников по праву считается **Мавзолей Жубана**. Построенный в 1898 году этот Мавзолей стал одним из самых выдающихся памятников казахского народного зодчества. Мавзолей находится в Жылыойском районе, в 90 км от города Кульсары Атырауской области, на вершине 20 метровой пологой возвышенности. Мавзолей Жубана представляет из себя

однокамерный купольный мавзолей (5,85 x 6,75 м по внешнему обмеру), входным проемом ориентированной на юг. Общая высота мавзолея – 9,95 м. С 1982 года Мавзолей Жубана включен в список памятников культуры республиканского национального значения и взят под охрану государства.

В 40 км к юго-востоку от поселка Индербор в Индерском районе Атырауской области находится место захоронения великого казахского поэта 19 века, вольнодумца и вдохновителя восстания Махамбета Утемисова. Могила поэта является памятником культуры и датируется 1846 годом, изначально здесь был большой восьмигранный саркофаг закрытый массивной надгробной плитой, в 1995 году была произведена полная реконструкция, и на месте последнего успокоения поэта был возведен красивый мавзолей из белого камня. С этого времени могила поэта является не только святым местом, но и памятником архитектуры.

Сенекский заповедник является памятником архитектуры 17-20 веков, он представляет собой некрополь состоящий из нескольких погребальных сооружений, а также старинной мечети. Добраться туда довольно непросто, заповедник находится в удаленном, ауле Сенек Атырауской области. Некрополь состоит из двух групп погребальных сооружений, первая группа датируется 19-20 веком, она включает в себя 3 купольных мавзолея, более 30 саганатама и ещё одну малую форму надгробий (кулпытас и койтас). Вторая группа погребальных сооружений расположена юго-восточнее на расстоянии в 600 метров, она имеет площадь чуть более 1 гектара и состоит из 2 купольных мавзолеев, порядка 20 саганатамов, и нескольких малых форм надгробий.

В 20-30 минутах езды от города Атырау находится уникальный *государственный музей заповедник «Хан Ордалы Сарайчик»*. Музей-заповедник «Хан Ордалы Сарайшык» был открыт в 1999 году, на основе объектов и экспонатов, собранных учеными за многие годы археологических раскопок. В состав музейного комплекса помимо самого музея, входит Ханский Пантеон, а также руины зданий и остатки крепостных стен древнего города Сарайшык. Огромный интерес вызывает богатейшая коллекция экспонатов собранных учеными при археологических раскопках.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Бурбайтал отсутствуют.

1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ)

1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха

Загрязнение воздушного бассейна может оказывать вредное воздействие на окружающую среду и жизнедеятельность человека.

С целью получения информации о состоянии атмосферного воздуха и оценки влияния на него осуществляется мониторинг за состоянием воздушного бассейна на месторождении Бурбайтал, в соответствии с утвержденной Программы экологического контроля.

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Бурбайтал были использованы данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха, проведенных в 3 квартале 2025 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л». Испытательная лаборатория ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л» аккредитована Национальным Центром Аккредитации (НЦА) Министерства по инвестициям и развитию РК на соответствие требованиям СТ РК ISO/IEC 17025-2019 (Аттестат аккредитации за № KZ.T.05.1400 от «16» ноября 2023 года действителен до «16» ноября 2028 года.).

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» за 3 квартал 2025 года» производственный экологический мониторинг воздушного бассейна проводился в пределах санитарно-защитной зоны и площадки факела месторождения Бурбайтал.

Для оценки качества атмосферного воздуха произведен отбор проб ингредиентов: Азота диоксид, углерод черный (сажа), метан, углерод оксид, углеводороды предельные С₆-С₁₀.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках месторождения Бурбайтал АО «Аскер Мунай» представлены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождения Бурбайтал в 3 квартале 2025 года

Наименование точек отбора проб	Наименования веществ				
	NO ₂	Сажа	CH ₄	CO	У/В C ₆ -C ₁₀
Граница СЗЗ (наветренная)	0,039	0,0128	0,49	1,06	<0,05
Граница СЗЗ (подветренная)	0,041	0,0130	1,52	1,10	<0,05
ПДК м.р., ОБУВ мг/м³	0,2	0,15	50	5,0	30

Таким образом, по результатам проведенного в 3 квартале 2025 года мониторинга воздействия загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на территории месторождения Бурбайтал, в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

1.2.2 Современное состояние водных ресурсов

Месторождение Бурбайтал АО «Аскер Мунай» не подключено к поселковым водопроводным сетям. На территории месторождения постоянные водотоки и водоемы отсутствуют.

Вода привозная и используется для хозяйственно-бытовых нужд, производственных, административных процессов. Также в период проектируемых работ на месторождение будет доставляться бутилированная вода питьевого качества для питьевых нужд персонала на договорной основе.

В период работ сброс сточных вод в природные водоёмы и водотоки, а также на рельеф местности не предусматривается. Все сточные воды будут вывозиться сторонней организацией на договорной основе.

Таким образом, согласно Программы производственного экологического контроля на месторождении не предусмотрен мониторинг поверхностных, подземных и сточных вод.

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).



Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- ❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Для оценки радиационной ситуации на месторождении Бурбайтал были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во 2 квартале 2025 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л».

Результаты измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения, выполненных во 2 квартале 2025 года на месторождении Бурбайтал представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1 - Результаты измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения, выполненных во 2 квартале 2025 года на месторождении Бурбайтал.

Наименование источников воздействия	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
На границе СЗЗ	0,2+фон	0,08
		0,09
		0,07
		0,06

В результате обследования было установлено, что мощность дозы гамма-излучения составляет от 0,06 мкЗв/час до 0,09 мкЗв/час, что не превышает допустимые значения.

В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

С целью получения информации о состоянии почвенного покрова и оценки влияния на него осуществляется мониторинг за состоянием почвенного покрова на территории месторождения Бурбайтал.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на месторождении Бурбайтал надсолевое были использованы данные инструментальных исследований почвенного покрова, проведенных в 3 квартале 2025 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л». Испытательная лаборатория ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л» аккредитована Национальным Центром Аккредитации (НЦА) Министерства по инвестициям и развитию РК на соответствие требованиям СТ РК ISO/IEC 17025-2019 (Аттестат аккредитации за № KZ.T.05.1400 от «16» ноября 2023 года действителен до «16» ноября 2028 года.).

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» за 3 квартал 2025 года» проводился отбор проб почвы на содержание нефтепродуктов.

Результаты проведенных химических анализов почвенных проб представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Результаты исследования проб почв на месторождении Бурбайтал в 3 квартале 2025 года

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Фактически полученные данные
1	2	3	4
Месторождение Бурбайтал	Нефтепродукты	Не нормируются	0,019

Таким образом, анализ проведенных исследований проб почвенного покрова на месторождении Бурбайтал позволяет сделать вывод, что в целом содержание нефтепродуктов, не превышает нормативных значений и находится в пределах допустимой нормы.

1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Намечаемая производственная деятельность предусматривается на существующем месторождении с уже сформировавшимися факторами воздействия на окружающую среду. Факторы воздействия, по результатам проведенных оценок воздействия, значатся в допустимых пределах. В связи с чем отказ от намечаемой деятельности не вызовет существенных изменений в улучшении качества окружающей среды. Принятые проектные решения и их реализация позволят осуществлять необходимую производственную деятельность в пределах допустимых норм экологической безопасности, предъявляемых к компонентам окружающей среды.

1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

Детализированная информация об изменениях состояния окружающей среды подробно представлена в разделах 8,9 Отчета о возможных воздействиях.

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

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря.

Месторождение Бурбайтал расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау. Ближайшими населенными пунктами от района проектируемых работ являются: с западной стороны - районный центр село Курмангазы в 20 км и село Жумекен в 14,5 км, с северо-восточной стороны на расстоянии 3 км находится разъезд №8 (разъезд Афанасьев) и с юго-западной стороны расположено село Алга в 10 км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

Отвод земель под расширение не предусматривается, расширение будет производиться на имеющемся земельном участке.

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами...» объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения.

На многопластовых месторождениях на основании данных комплексного геолого-промыслового изучения месторождения, фактического состояния его разработки, возможностей техники и технологии эксплуатации скважин с учетом опыта разработки месторождений со сходными, условиями и необходимости достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения по всем продуктивным пластам и высоких экономических показателей разработки месторождения в целом следует правильно ориентироваться на выделении объектов.

Необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

- Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
- Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;
- Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной, в один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
- В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами и характеризоваться близкими значениями пластового давления и продуктивности.

Месторождение Бурбайтал надсолевое является многопластовым, по содержанию извлекаемых запасов нефти и газа относится к мелким, а по геологическому строению – к сложным.

Всего по месторождению Бурбайтал в надсолевых отложениях выделено 11 продуктивных горизонтов (пластов):



Надсолевые:

- в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай);
- в альбских отложениях А-I, А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратобе);
- в отложениях неокома K_{1n} (на восточном крыле купола Жамбай);
- в триасовых отложениях – Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (на северном крыле).

Горизонты N, K_{1n}, Т-III, Т-V, Т-VI – газовые, остальные нефтяные.

Запасы нефти месторождения Бурбайтал надсолевое утверждены по категории C₁ и C₂ и составляют геологические/извлекаемые по категории C₁: 2623 тыс.т/684 тыс.т, по категории C₂: 2601 тыс.т/510 тыс.т; растворенного газа: геологические/извлекаемые по категории C₁ – 46 млн.м³/13 млн.м³, по категории C₂: 47/8 млн.м³; свободного газа – геологические/извлекаемые по категории C₁ – 1170 млн.м³/843 млн.м³, по категории C₂: 735/530 млн.м³.

Соотношение начальных геологических запасов нефти категорий C₁/C₂ (50,2/49,8 %) к общим запасам месторождения показывает необходимость доразведки для полной изученности месторождения.

На дату отчета пробуренный (с разведочного периода Бурбайтал надсолевой) фонд составляет 22 ед., без учета газовой скважины 101 подсолевого участка недр Бурбайтал.

Для выделения нефтяных и газовых надсолевых объектов разработки в настоящем проекте были использованы материалы из подсчета запасов, проведен анализ всех параметров и определяющих критериев, которые рассматривают характер насыщения продуктивных залежей; размер, форму и конфигурацию залежей, степень их совпадения в плане по крыльям, характер их распределения по площади и последовательность залегания залежей во вскрытом разрезе; продуктивные и фильтрационные свойства пластов, физико-химические свойства насыщающих флюидов, характеристики каждой залежи при опробовании и пробной эксплуатации, а также возможность обеспечения соответствующих дебитов на скважинах при выделении объектов.

С учетом изученности, анализа вышеперечисленных параметров и величины геологических и извлекаемых запасов углеводородов для проведения промышленной разработки месторождения Бурбайтал надсолевой в настоящем отчете выделяются 4 нефтяных и 2 газовых основных объектов разработки и 1 возвратный газовый:

I объект – залежь нефти в горизонте А-I юго-западного крыла;

II объект – залежи нефти в горизонтах А-I и А-II северо-восточного крыла;



III объект – залежь нефти в горизонте Т-I северного крыла;

IV объект – залежи нефти в горизонтах Т-VII и Т-VIII северного крыла;

V объект – залежь газа в горизонте А-I грабена;

VI объект – залежи газа в горизонтах Т-V и Т-VI северного крыла.

VII – возвратный объект (т.к. самостоятельные скважины не бурятся) – залежь газа в горизонте Т-III северного крыла.

Исходные геолого-физические данные объектов приведены в таблицах 1.5.1.1-1.5.1.2.

Таблица 1.5.1.1 – Месторождение Бурбайтал Надсолевое. Исходные геолого-физические характеристики продуктивных объектов разработки

Параметры	Объекты					
	I	II		III	IV	
	A-I (ЮЗ крыло)	A-I (СВ крыло)	A-II (СВ крыло)	T-I (Сев. крыло)	T-VII (Сев. крыло)	T-VIII (Сев. крыло)
Средняя глубина залегания, м	606	667	721	1408	1712,4	1774,2
ВНК, УВНК, м	-639,2	-726,4	-757,3	-1432,6	-1733,2	-1798,2
Тип залежи	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая тектонически экранированная	пластовая сводовая тектонически экранированная	пластовая сводовая, тектонически экранированная	
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности C ₁ /(C ₂), тыс.м ²	1029/949	619/1085	638/722	103/-	349/290	349/290
Средняя общая толщина коллектора, м	27,9	26,6	25,26	9,9	3,5	10
Средневзвешенная нефтенас, толщина, C ₁ , м	4,5	7,9	6,9	5,6	2,05	7,5
Пористость, доли ед.	0,32	0,3	0,28	0,23	0,17	0,18
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,71	0,66	0,57	0,47	0,44	0,58
Проницаемость по керну/ГДИС, мкм ²	(277/19,0)×10 ⁻³	(277/19,0)×10 ⁻³	(84,4/-)×10 ⁻³	(26,7/41,8)×10 ⁻³	-	нет данных, керн не отбирался
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,254	0,309	0,111	0,757	0,771	1
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,571	5	2,66	4	2	1
Пластовая температура, °С	34,5	37	41,7	58,6	-	-
Пластовое давление, МПа	5,75	6,8	-	14,65	-	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	25,64	25,64*	25,64*	2,47	2,47**	2,47**
Кинематическая вязкость при 20 градусов °С, мм ² /с	93,35	96,65	96,65	5,48	5,85**	5,85
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,862	0,862*	0,862*	0,752	0,752**	0,752**
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,883	0,886	0,886	0,811	0,806	0,806
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,034	1,034*	1,034*	1,13	1,13**	1,13**
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,25	2,25*	2,25*	6,73	6,73**	6,73**
Газосодержание нефти, м ³ /т	13,15	13,15	13,15	49,04	49,04	49,04
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,04	1,04	1,04	1,16	1,16	1,16
Средняя продуктивность, м ³ /сут·МПа	4,69	-	-	-	-	7,8
Начальные геологические запасы нефти, (утв. ГКЗ РК), тыс.т	-	-	-	-	-	-
по категориям: C ₁ /C ₂	877/413	827/1047	578/327	38/-	49/41	254/213
Начальные извлекаемые запасы нефти, (утв. ГКЗ РК), тыс.т,	-	-	-	-	-	-
по категориям: C ₁ /C ₂	129/45	234/222	181/77	16/0	20/7	104/66
КИН C ₁ /C ₂ , доли ед.	0,147/0,11	0,283/0,212	0,313/0,235	0,417/0	0,413/0,164	0,409/0,310
Начальные геологические запасы растворенного газа, (утв. ГКЗ РК), тыс.т	-	-	-	-	-	-
по категориям: C ₁ /C ₂	11/6	11/3	8/5	2/0	2/2	12/10
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, (утв. ГКЗ РК), тыс.т,	-	-	-	-	-	-
по категориям: C ₁ /C ₂	2/0	14/3	2/1	0/0	1/0	5/3
Примечание: * – данные взяты по аналогии с А-I ЮЗ; ** – по аналогии с Т-I Сев. крыло						

Таблица 1.5.1.2 – Месторождение Бурбайтал Надсолевое. Исходные геолого-физические характеристики газовых объектов разработки

Параметры	Объекты		
	V А-I (грабен)	VI Т-V и Т-VI (северного крыла)	VII (Возвратный) Т-III (Сев. крыло)
Средняя глубина залегания, м	592,8	1507	1501,8
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически экранированная	пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная	пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый
Площадь газоносности, тыс.м ² (категории C ₁ /C ₂)	778/179	2582/968	159/-
Средняя общая толщина, м	20,15	38,5	23,6
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	5,4	22,23	3,1
Пористость по ГИС, д.ед.	0,27	0,23	0,25
Газонасыщенность, д.ед.	0,86	0,69	0,38
Проницаемость по керну, мкм ²	39,9×10 ⁻³	26,7×10 ⁻³	24,5×10 ⁻³
Проницаемость по ГДИ, мкм ²	45×10 ^{-3***}	12,3×10 ⁻³	33,5×10 ⁻³
Коэффициент расчлененности	4	6,33	3
Коэффициент песчанистости	0,276	0,398	0,199
Пластовая температура, °С	33,6 (принятая в ПЗ)	64	64
Начальное пластовое давление, МПа	5,72	16,7	16,7
Плотность газа, г/см ³	0,706*	0,735	0,735**
Коэффициент сжимаемости	0,998*	0,998	0,998**
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	-	-	-
Начальные геологические запасы пластового газа, млн.м ³ (категории C ₁ /C ₂)	49/11	1116/102	5/-
Начальные извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³ (категории C ₁ /C ₂)	35/8	804/74	4/-
КИГ, д.ед., C ₁ /C ₂	0,72	0,72	0,72
Примечание: Коэфф. фильтрац. сопротивл. получены расчетным путем; * – данные взяты по аналогии с А-II ЮЗ; *** – по аналогии с Т-VI Сев. крыло; *** – по моделированию притока			

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

1.5.2.1 Обоснование расчетных вариантов нефтяных залежей и их исходные характеристики

Для выбора и обоснования рационального, экономически эффективного варианта с достижением утвержденного коэффициента извлечения нефти и газа были рассмотрены различные варианты разработки месторождения Бурбайтал надсолевое.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялось, исходя из положений «Единых правил ...», «Методических рекомендаций составления проектов...», результатов пробной эксплуатации месторождения, а также геолого-физических условий и на основе материалов Подсчета запасов, 2022 г.

В Проекте разработки месторождения Бурбайтал надсолевое разработка месторождения принята на естественном режиме, за исключением залежи горизонта А-I юго-восточного крыла, где предусматривалась закачка попутно-добываемой воды с использованием скважины Т-4.

Расчеты технологических показателей для выделенных нефтяных I, II и IV объектов выполнены по 2 вариантам разработки, для III объекта, имеющего 2 % от общих извлекаемых запасов нефти месторождения в целом предусмотрен 1 вариант разработки.

Для выделенных газовых объектов надсолевого комплекса расчет технологических показателей рассчитан по 2 вариантам для VI объекта и по одному варианту (ввиду незначительных запасов по газу) для V и VII объектов.

Предусмотренные варианты различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также использованием скважин существующего фонда на дату отчета (01.01.2026 г.). По всем вариантам разработки, эксплуатация I объекта предусмотрена с ППД путем законтурной и приконтурной закачки воды, эксплуатация остальных объектов предусмотрена на режиме естественного истощения.

Для всех вариантов разработки нефтяных объектов переменным является отбор нефти из залежей. В свою очередь отборы регулируются количеством скважин. Извлекаемые запасы, достигаемые при давлении пласта на уровне давления насыщения являются максимальным значением отборов. Для достижения этого объема отборов, просчитаны технологические показатели разработки для системы разработки с разным количеством скважин, и с распределением добычи на весь период разработки месторождения.

Первый вариант (уточненный рекомендуемый) нефтяных объектов предусматривает разработку I нефтяного объекта (горизонт А-I ЮЗ) с продолжением ППД путем законтурной закачки воды через нагнетательную скважину Т-4, остальные объекты разрабатываются на естественном режиме истощения пластовой энергии. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом скважин – 10 ед. (Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408, 409, 427, 431), а также бурением новых скважин: на I объект – 10 ед.; на II объект – 6 ед.; на III – 1 ед. и на IV объект – 2 ед.

По III объекту рассчитан 1 вариант, который участвует во всех вариантах при суммировании технологических показателей по месторождению в целом. Кроме того, по данному варианту в 2034 г. предусмотрен перевод 1 скважины (402) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VII газового объекта.

По IV объекту также предусмотрен перевод 1 скважины (403) в 2028 г. после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VI газового объекта.

В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2034 и 2040 гг. запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин (418 и 422, соответственно) на I объекте (см. таблицы 1.5.2.1.1 – 1.5.2.1.2).

Второй вариант. Выполнен на основе первого и предусматривает уплотнение сетки скважин нефтяных объектов относительно 1 варианта дополнительным бурением 8 добывающих скважин, из них: на I объект – 2 ед.; на II объект – 4 ед.; на IV объект – 2 ед.

Кроме того, по данному варианту в 2034 г. предусмотрен перевод 1 скважины (402) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VII газового объекта.

Также по данному варианту в 2028 г. предусмотрен перевод скважины 403 после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VI газового объекта.

В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2031 и 2034 гг. запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин (418 и 422, соответственно) на I объекте (см. таблицы 1.5.2.1.1 – 1.5.2.1.2).

Во всех вариантах предусмотрены геолого-технические мероприятия, направленные на оптимизацию добычи и работ по изоляции обводненных интервалов, дополнительных прострелов (реперфорации). Рекомендовано бурение 6 оценочных скважин (201, 301, 302, 405, 410 и 412).

Отмечается, что скважина 404, ранее предусмотренная как оценочная, закладывается как эксплуатационная на газовые горизонты T-V и T-VI (VI объект), но при этом предварительно решает оценку запасов C_2 , путем испытания и получения промышленных притоков нефти из нижних горизонтов T-VII, T-VIII и T-IX для дальнейшего перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 . После проведения комплексных мер по опробованию и испытанию вышеперечисленных горизонтов будет переведена на добычу газа VI объекта.

Ниже в таблицах приведены графики ввода существующих и проектных скважин, а также основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам.

Таблица 1.5.2.1.1 - График ввода новых добывающих скважин по годам

Годы	I вариант					II вариант				
	объекты (горизонты) разработки, месторождение									
	I (А-I ЮЗ)	II (А-I СВ+А-II СВ)	III* (Т-I Сев.крыло)	IV (Т-VII+ Т-VIII Сев. крыло)	всего	I (А-I ЮЗ)	II (А-I СВ+А-II СВ)	III* (Т-I Сев. крыло)	IV (Т-VII+Т-VIII Сев.крыло)	всего
2026	-	4	-	-	4	2	2	-	2	6
2027	2	1	-	1	4	3	2	-	1	6
2028	2	1	1	-	4	2	2	1	-	5
2029	3	-	-	1	4	2	2	-	1	5
2030	3	-	-	-	3	2	2	-	-	4
2031	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Итого	10	6	1	2	19	12	10	1	4	27
Примечание: доб/наг* – для III объекта (горизонт Т-I Сев. крыло) рассчитан I вариант разработки										

Таблица 1.5.2.1.2 - График планируемых ГТМ

Год	Планируемые ГТМ	
	1 вариант	2 вариант
I объект		I объект
2026	ввод из бездействия 2 добывающих скважин Т-9 и 409, ввод из консервации добывающей скважины Т-2	ввод из бездействия 2 добывающих скважин Т-9 и 409, ввод из консервации добывающей скважины Т-2, ввод из бурения 2 добывающих скважин 414, 415
2027	ввод из бурения 2 добывающих скважин 414, 415	ввод из бурения 3 добывающих скважин 416, 417, 418*
2028	ввод из бурения 2 добывающих скважин 416, 417	ввод из бурения 2 добывающих скважин 419, 420
2029	ввод из бурения 3 добывающих скважин 418*, 419, 420	ввод из бурения 2 добывающих скважин 421, 422*
2030	ввод из бурения 3 добывающих скважин 421, 422*, 423	ввод из бурения 2 добывающих скважин 423, 434
2031		ввод из бурения 1 добывающей скважины 435
II объект		II объект
2026	ввод из бурения 4 добывающих скважин 424, 425, 426, 428	ввод из бурения 2 добывающих скважин 424, 425
2027	ввод из бурения 1 добывающей скважины 429	ввод из бурения 2 добывающих скважин 426, 428
2028	ввод из бурения 1 добывающей скважины 430	ввод из бурения 2 добывающих скважин 429, 430
2029	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин 436, 437
2030	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин 438, 439
III объект		III объект
2026	ввод из бд. добывающей скважины 402	ввод из бд. добывающей скважины 402
2027		
2028	ввод из бурения добывающей скважины 432	ввод из бурения добывающей скважины 432
2029	-	-
2030	-	-
2031	-	-
2032	-	-
2033	-	-
2034	перевод скважины 402 под добычу газа на VII газовый объект	перевод скважины 402 под добычу газа на VII газовый объект
IV объект		IV объект
2026	-	ввод из бурения добывающей скважины 440, 441
2027	ввод из бурения добывающей скважины 407	ввод из бурения добывающей скважины 407,
2028	перевод скважины 403 под добычу газа на VI газовый объект	перевод скважины 403 под добычу газа на VI газовый объект
2029	ввод из бурения добывающей скважины 433	ввод из бурения добывающей скважины 433
Примечание: * - скважины 418, 422 перевод по ППД		

Таблица 1.5.2.1.3 - Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по нефтяным эксплуатационным объектам

Характеристики	Варианты						
	1	2	1	2	1	1	2
	нефтяные залежи						
	I объект		II объект		III объект		IV объект
Режим разработки	ППД (закачка воды)		Естественный режим истощения		Естественный режим истощения		Естественный режим истощения
Закачиваемый агент	попутно-добываемая вода		-		-		-
Система размещения скважин	неравномерная		неравномерная		неравномерная		неравномерная
Расстояние между скважинами, м	150-200		150-200		250-300		250-300
Соотношение добывающих/нагнетательных скважин	13/3	15/3	8/-	12/-	1/-	2/-	3/-
Тип скважин	вертикальные		вертикальные		вертикальные		вертикальные
Режим работы скважин:							
добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$		$R_{заб} \geq R_{нас}$		$R_{заб} \geq R_{нас}$		$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	$R_{зак} < R_{грп}$						
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,95		0,95		0,95		0,95
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.	0,95		-		-		-
Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,95		0,95		0,95		0,95
Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.	0,95		-		-		-

В основу расчетов начального дебита новых проектных скважин положены фактические данные, полученные в процессе опробования и эксплуатации залежей.

Входные дебиты новых скважин по нефти составляют: I объект – 5 т/сут; II объект – 10 т/сут; III объект – 5 т/сут и IV объект – 15 т/сут.

Весь добытый газ планируется использовать в соответствии с «Программой развития...», которая разрабатывается недропользователем параллельно с Проектом разработки месторождения в соответствии с п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» и будет согласована после утверждения Дополнения к Проекту Разработки месторождения.

1.5.2.2 Обоснование расчетных вариантов разработки газовых залежей и их исходные характеристики

Для эксплуатации газа месторождения Бурбайтал надсолевой во второй половине 2028 г. планируется заказ модульной установки по подготовке газа (УКПГ) мощностью 100 тыс.м³ в сутки. УКПГ будет монтировано на месторождении Бурбайтал до перехода на эксплуатацию триасовых газовых резервуаров. Газовый завод будет отделять пропано-бутановые фракции и иметь входной и выходной компрессор. Завод будет использовать около 10 % сырого газа для своей работы. УКПГ должна быть построена и запущена в эксплуатацию со второй половины 2028 г. Мощность УКПГ постепенно наращивается за счет ввода подсолевых залежей газа, начиная с конца 2028 г.

Как было приведено выше, для проведения промышленной разработки месторождения в настоящем Дополнении наряду с нефтяными объектами (раздел 1.5.2.1) выделены 2 основные и 1 возвратный газовые объекты:

V объект – залежь газа в горизонте А-I грабена.

VI объект – залежи газа в горизонтах Т-V и Т-VI северного крыла.

VII объект (возвратный) – залежь газа в горизонте Т-III северного крыла.

Для дренирования запасов газа категории С₁ выделенных V и возвратного (VII) газовых объектов в настоящем отчете рассматривается 1 вариант разработки на режиме истощения.

Для разработки запасов газа категории С₁ выделенного VI газового объекта разработки (газовые горизонты Т-V+Т-VI, Сев. крыло) рассматривается 2 варианта разработки на режиме истощения, отличающиеся между собой количеством добывающих скважин.

Для разработки V-го объекта рассмотрено бурение 1 эксплуатационной скважины 413.

Дренирование запасов газа возвратного VII объекта горизонта Т-III северного крыла будет использована скважина 402 с 2034 г., которая будет переведена на объект после выработки запасов нефти из горизонта Т-I.

В основу расчетов начального дебита газа новых проектных скважин положены фактические данные, полученные в процессе опробования.

Общие положения для вариантов разработки триасовых залежей

1. Разработка осуществляется на газовом режиме.
2. Размещение скважин на расстоянии друг от друга ~ 900-1200 м.
3. Технологический режим эксплуатации скважин – режим постоянной депрессии (ΔP)



= Const) с учетом снижения пластового давления в процессе разработки.

4. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,98.

Ниже приведены характеристики вариантов разработки газовых объектов:

1 вариант уточненный рекомендуемый

V объект (газовая залежь горизонта А-I юго-западного крыла)

Вариант разработки предусматривает ввод из бурения 1 эксплуатационной скважины 413 в 2028 г. для дренирования 35 млн. м³ газа категории С₁ на ЮЗ крыле. Этот газ будет дренироваться до 2040 г. в одной скважине, с начальным дебитом 20 тыс.м³/сут.

Добытый газ добавляется к общему потоку газа (триасовый газ, подсолевой газ и попутный нефтяной газ).

VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку с 2028 г. двумя одной ранее пробуренной добывающей скважиной 401 вводом из консервации, переводом скважины 403 из нефтяного фонда, также предусмотрено бурение и ввод в разработку 2-х новых скважин 404 и 406 в 2028 и 2029 гг.

Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин составит 4 единицы.

VII Возвратный объект (газовая залежь горизонта Т-III).

Вариант разработки предусматривает перевод одной скважины (402) из нефтяного фонда на газовый горизонт в 2034 г. Извлекаемые запасы в количестве 4 млн.м³ вырабатываются за 2 года.

2 вариант

VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку с 2028 г. двумя одной ранее пробуренной добывающей скважиной 401 вводом из консервации, переводом скважины 403 из нефтяного фонда, также предусмотрено бурение и ввод в разработку 4-х новых скважин с 2028 г. по 2030 г. (404 и 406 в 2028 г., 442 в 2029 г., 443 в 2030 г.). Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин по варианту 2 составит 6 единиц.

В таблицах 1.5.2.2.1-1.5.2.2.2 приведены графики ввода новых проектных скважин.

Таблица 1.5.2.2.1 – График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надсоль)

Годы	1 вариант			Всего ввод
	объекты (горизонты) разработки			
	V (A-I (грабен))	VI (T-V и T-VI, (северного крыла))	Возвратный (T-III, Сев. крыло)	
2028	1 (413)	1 (404)	-	2
2029	-	1 (406)	-	1
Итого	1	2	-	3

Таблица 1.5.2.2.2 – График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надсоль)

Таблица 15.12.12 – График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надесть)				
Годы	2 вариант			Всего ввод
	объекты (горизонты) разработки			
	V (A-I (грабен))	VI (T-V и T-VI, (северного крыла))	Возвратный (T-III, Сев. крыло)	
2028	1 (413)-	2 (404, 406)	-	3
2029	-	1 (442)	-	1
2030	-	1 (443)	-	1
Итого	1	4	-	5

Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по газовым объектам разработки приведены в таблице 1.5.2.2.3.

Таблица 1.5.2.2.3 - Основные исходные технологические характеристики расчетного варианта разработки

Характеристики	Варианты					
	1	2	1	2	1	2
	газовые залежи					
	V объект		VI объект		VII Возвратный объект	
Площадь газоносности кат. C ₁ , тыс.м ²	778		1917		159	
Режим разработки	газовый режим					
Фонд сущ. добывающих скважин	-		2	2	1	
Фонд проектных скважин	1		2	4	-	
Расстояние между скважинами, м	900-1200					
Плотность сетки, га/скв	77,8		47,9	32,0	15,9	
Режим работы добывающих скважин	ΔP=Const					
Коэфф. испол. фонда добывающих скв, д.ед.	0,98					
Коэфф. экспл. добывающих скважин, д.ед.	0,98					
Коэфф. испол. фонда новых скважин, д.ед.	1					
Коэфф. экспл. новых скважин, д.ед.	0,5					

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 2-м рассматриваемым вариантам разработки нефтяных залежей месторождения приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.4.

Технологические показатели по всем 2-м рассматриваемым вариантам разработки газовых залежей месторождения приведены в таблицах 1.5.3.5 – 1.5.3.6.

Таблица 1.5.3.1 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Рекомендуемый 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кoeff. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка воды, тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	15,8	2,3	2,5	54,5	8,0	2,1	21,3	21,3	71,7	44,9	25,6	5,7	23,1	0,302	5,097
2027	29,7	4,3	4,7	84,2	12,3	3,2	45,5	45,5	117,2	90,4	34,6	15,3	38,4	0,530	5,626
2028	42,6	6,2	7,1	126,8	18,5	4,8	73,9	73,9	191,1	164,3	42,4	26,5	64,9	0,788	6,414
2029	54,5	8,0	9,8	181,4	26,5	6,9	110,1	110,1	301,2	274,4	50,4	42,5	107,4	1,057	7,471
2030	57,6	8,4	11,5	239,0	34,9	9,1	133,1	133,1	434,3	407,5	56,7	52,7	160,1	1,141	8,612
2031	56,5	8,3	12,7	295,4	43,2	11,3	146,0	146,0	580,4	553,5	61,3	59,3	219,4	1,098	9,709
2032	53,4	7,8	13,7	348,8	51,0	13,3	151,7	151,7	732,1	705,3	64,8	61,5	280,9	0,998	10,707
2033	49,1	7,2	14,7	398,0	58,2	15,2	150,2	150,2	882,3	855,4	67,3	60,0	340,9	0,881	11,588
2034	44,2	6,5	15,4	442,1	64,6	16,9	144,4	144,4	1026,7	999,8	69,4	54,5	395,4	0,775	12,363
2035	38,9	5,7	16,1	481,1	70,3	18,3	132,6	132,6	1159,3	1132,4	70,7	46,7	442,1	0,676	13,038
2036	33,4	4,9	16,5	514,5	75,2	19,6	117,2	117,2	1276,5	1249,6	71,5	36,7	478,8	0,581	13,620
2037	28,1	4,1	16,6	542,6	79,3	20,7	103,0	103,0	1379,4	1352,6	72,7	28,4	507,3	0,490	14,110
2038	24,1	3,5	17,0	566,6	82,8	21,6	92,9	92,9	1472,3	1445,4	74,1	24,0	531,2	0,413	14,523
2039	20,5	3,0	17,5	587,2	85,8	22,4	85,2	85,2	1557,5	1530,7	75,9	20,8	552,0	0,351	14,874
2040	17,9	2,6	18,5	605,1	88,5	23,1	80,1	80,1	1637,7	1610,8	77,7	18,6	570,6	0,302	15,176
2041	15,7	2,3	19,9	620,7	90,8	23,7	75,3	75,3	1713,0	1686,1	79,2	16,4	587,0	0,268	15,444
2042	13,7	2,0	21,6	634,4	92,7	24,2	70,7	70,7	1783,7	1756,9	80,7	14,4	601,4	0,239	15,684
2043	12,0	1,8	24,2	646,4	94,5	24,6	67,0	67,0	1850,7	1823,9	82,1	13,0	614,4	0,210	15,894
2044	10,5	1,5	27,9	656,9	96,0	25,0	63,6	63,6	1914,3	1887,4	83,5	11,6	626,0	0,172	16,066
2045	8,9	1,3	32,7	665,8	97,3	25,4	60,8	60,8	1975,0	1948,2	85,4	10,6	636,6	0,149	16,214
2046	7,5	1,1	40,9	673,2	98,4	25,7	57,7	57,7	2032,7	2005,9	87,1	9,9	646,6	0,129	16,344
2047	6,1	0,9	56,3	679,3	99,3	25,9	55,0	55,0	2087,8	2060,9	89,0	9,5	656,0	0,111	16,454
2048	4,7	0,7	100	684,000	100,0	26,1	53,5	53,5	2141,3	2114,4	91,2	9,3	665,3	0,093	16,547

Таблица 1.5.3.2 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основного фонда скважин. Рекомендуемый 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из консерв.	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	перевод скважин под ППД	Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость 1 водонагн. скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.					всего	всего	в т.ч. мех	всего	действ.	нефти	жидк.	
2026	4	4	0	1	16	28,8	0	0	14	8	1	1	6,5	8,4	17,3
2027	4	4	0	0	20	36,0	0	0	18	9	1	1	7,4	10,8	46,4
2028	4	4	0	0	24	43,2	0	2	20	9	1	1	9,1	14,4	80,3
2029	4	4	0	0	28	50,4	0	0	24	10	1	1	10,2	18,6	129,1
2030	3	3	0	0	31	55,8	0	0	27	15	1	1	8,7	18,3	159,9
2031	0	0	0	0	31	55,8	0	0	27	15	1	1	6,3	16,4	180,1
2032	0	0	0	0	31	55,8	0	0	27	15	1	1	6,0	17,1	186,7
2033	0	0	0	0	31	55,8	0	0	27	21	1	1	5,5	16,9	182,2
2034	0	0	0	0	31	55,8	1	2	24	22	2	2	5,0	16,2	166,0
2035	0	0	0	0	31	55,8	0	0	24	22	2	2	4,9	16,8	70,9
2036	0	0	0	0	31	55,8	0	0	24	22	2	2	4,2	14,8	55,7
2037	0	0	0	0	31	55,8	0	1	23	21	2	2	3,6	13,0	43,1
2038	0	0	0	0	31	55,8	0	0	23	22	2	2	3,2	12,3	36,4
2039	0	0	0	0	31	55,8	0	1	22	22	2	2	2,7	11,3	31,5
2040	0	0	0	0	31	55,8	1	0	21	21	3	3	2,5	11,1	28,6
2041	0	0	0	0	31	55,8	0	0	21	21	3	3	2,3	10,9	16,6
2042	0	0	0	0	31	55,8	0	0	21	21	3	3	2,0	10,2	14,6
2043	0	0	0	0	31	55,8	0	0	21	21	3	3	1,7	9,7	13,2
2044	0	0	0	0	31	55,8	0	1	20	20	3	3	1,5	9,2	11,8
2045	0	0	0	0	31	55,8	0	1	19	19	3	3	1,3	9,2	10,7
2046	0	0	0	0	31	55,8	0	0	19	19	3	3	1,2	9,2	10,1
2047	0	0	0	0	31	55,8	0	0	19	19	3	3	1,0	8,8	9,6
2048	0	0	0	0	31	55,8	0	0	19	19	3	3	0,8	8,5	9,4

Таблица 1.5.3.3 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация, %	Добыча газа, тыс.м ³	
		нач.	тек.				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	24,04	3,5	3,7	62,7	9,2	2,4	33,85	33,85	84,3	52,1	29,0	8,6	26,0	100,0	0,67	5,46
2027	38,23	5,6	6,2	100,9	14,8	3,8	65,45	65,45	149,8	117,6	41,6	26,6	52,5	100,0	0,97	6,44
2028	47,27	6,9	8,1	148,2	21,7	5,6	92,22	92,22	242,0	209,8	48,7	38,9	91,5	100,0	1,16	7,60
2029	52,29	7,6	9,8	200,5	29,3	7,6	116,58	116,58	358,6	326,4	55,1	50,3	141,7	100,0	1,22	8,81
2030	54,80	8,0	11,3	255,3	37,3	9,7	142,63	142,63	501,2	469,0	61,6	65,4	207,1	100,0	1,14	9,96
2031	56,88	8,3	13,3	312,1	45,6	11,9	175,46	175,46	676,7	644,5	67,6	83,2	290,3	100,0	1,10	11,06
2032	52,79	7,7	14,2	364,9	53,4	13,9	189,47	189,47	866,1	833,9	72,1	94,7	385,0	100,0	0,97	12,02
2033	47,31	6,9	14,8	412,2	60,3	15,7	191,06	191,06	1057,2	1025,0	75,2	96,1	481,2	100,0	0,82	12,84
2034	42,65	6,2	15,7	454,9	66,5	17,3	189,47	189,47	1246,7	1214,5	77,5	94,8	576,0	100,0	0,70	13,54
2035	38,13	5,6	16,6	493,0	72,1	18,8	184,41	184,41	1431,1	1398,9	79,3	91,1	667,1	100,0	0,60	14,14
2036	34,19	5,0	17,9	527,2	77,1	20,1	180,38	180,38	1611,4	1579,2	81,0	88,0	755,1	100,0	0,52	14,66
2037	30,24	4,4	19,3	557,5	81,5	21,3	175,97	175,97	1787,4	1755,2	82,8	84,5	839,6	100,0	0,46	15,12
2038	26,88	3,9	21,2	584,3	85,4	22,3	171,52	171,52	1958,9	1926,7	84,3	81,4	921,0	100,0	0,39	15,51
2039	23,61	3,5	23,7	607,9	88,9	23,2	166,20	166,20	2125,1	2092,9	85,8	77,7	998,7	100,0	0,33	15,83
2040	20,31	3,0	26,7	628,3	91,9	24,0	160,95	160,95	2286,1	2253,9	87,4	74,2	1072,9	100,0	0,27	16,11
2041	17,49	2,6	31,4	645,7	94,4	24,6	155,03	155,03	2441,1	2408,9	88,7	70,3	1143,3	100,0	0,23	16,34
2042	14,82	2,2	38,7	660,6	96,6	25,2	149,07	149,07	2590,2	2558,0	90,1	66,6	1209,8	100,0	0,20	16,54
2043	12,43	1,8	53,0	673,0	98,4	25,7	142,66	142,66	2732,8	2700,6	91,3	62,9	1272,7	100,0	0,17	16,71
2044	10,26	1,5	93,3	683,3	99,9	26,0	136,97	136,97	2869,8	2837,6	92,5	59,4	1332,1	100,0	0,14	16,85
2045	7,88	1,2	1065,4	691,1	101,0	26,3	131,61	131,61	3001,4	2969,2	94,0	56,5	1388,7	100,0	0,11	16,96

Таблица 1.5.3.4 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из бд.	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скважин под ППД	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость 1 водонагн. скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	в т.ч. мех	всего	действ.	нефти	жидк.	
2026	6	6	0	4	18	10,5	0	0	0	16	10	1	1	8,9	12,5	24,7
2027	6	6	0	0	24	15,5	0	0	0	22	11	1	1	7,2	12,4	76,6
2028	5	5	0	0	29	19,0	0	1	0	26	11	1	1	6,5	12,7	112,2
2029	5	5	0	0	34	22,4	0	0	0	31	12	1	1	6,1	13,6	145,0
2030	4	4	0	0	38	24,0	0	1	0	34	12	1	1	5,4	14,0	188,5
2031	1	1	0	0	39	24,0	1	0	0	34	12	2	2	5,1	15,7	95,0
2032	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	34	14	2	2	4,7	16,9	136,6
2033	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	34	18	2	2	4,2	17,1	138,6
2034	0	0	0	0	39	24,0	1	3	0	30	17	3	3	3,8	16,9	77,5
2035	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	30	25	3	3	3,9	18,7	87,6
2036	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	30	26	3	3	3,5	18,3	84,6
2037	0	0	0	0	39	24,0	0	2	0	28	25	3	3	3,1	17,8	81,2
2038	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	28	25	3	3	2,9	18,6	78,2
2039	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	28	25	3	3	2,6	18,0	74,7
2040	0	0	0	0	39	24,0	0	1	0	27	23	3	3	2,2	17,4	71,3
2041	0	0	0	0	39	24,0	0	1	0	26	23	3	3	2,0	17,4	67,6
2042	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	26	23	3	3	1,7	17,4	64,0
2043	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	26	23	3	3	1,5	16,7	60,5
2044	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	26	22	3	3	1,2	16,0	57,1
2045	0	0	0	0	39	24,0	0	0	0	26	21	3	3	0,9	15,4	54,4

Таблица 1.5.3.5 - Месторождение Бурбайтал Надсолевое. В целом по газовым объектам. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. Рекомендуемый вариант 1.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Ввод скв.из консервации, ед.	Перевод скважин из др. объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.				
2028	2	1	1	4	6,0	4	11,2	1,3	1,3	14,8	1,8	0,013	55,8
2029	1	0	0	5	7,5	5	65,3	5,6	7,9	80,0	9,5	0,068	40,5
2030	0	0	0	5	7,5	5	68,7	5,9	9,0	148,7	17,6	0,127	38,4
2031	0	0	0	5	7,5	5	63,7	5,4	9,2	212,4	25,2	0,182	35,6
2032	0	0	0	5	7,5	5	59,2	5,1	9,4	271,7	32,2	0,232	33,1
2033	0	0	0	5	7,5	5	55,1	4,7	9,6	326,8	38,8	0,279	30,8
2034	0	0	1	6	9,0	6	53,4	4,6	10,3	380,2	45,1	0,325	27,1
2035	0	0	0	6	9,0	6	49,6	4,2	10,7	429,7	51,0	0,367	23,1
2036	0	0	0	6	9,0	5	44,5	3,8	10,8	474,3	56,3	0,405	24,9
2037	0	0	0	6	9,0	5	41,5	3,6	11,3	515,8	61,2	0,441	23,2
2038	0	0	0	6	9,0	5	38,8	3,3	11,8	554,6	65,8	0,474	21,7
2039	0	0	0	6	9,0	5	36,2	3,1	12,5	590,8	70,1	0,505	20,2
2040	0	0	0	6	9,0	5	33,8	2,9	13,4	624,5	74,1	0,534	18,9
2041	0	0	0	6	9,0	4	31,6	2,7	14,4	656,1	77,8	0,561	22,1
2042	0	0	0	6	9,0	4	29,5	2,5	15,8	685,6	81,3	0,586	20,6
2043	0	0	0	6	9,0	4	27,2	3,4	17,2	712,7	84,5	0,609	19,0
2044	0	0	0	6	9,0	4	25,4	3,2	19,5	738,1	87,6	0,631	17,8
2045	0	0	0	6	9,0	4	23,8	3,0	22,7	762,0	90,4	0,651	16,6
2046	0	0	0	6	9,0	4	22,3	2,8	27,5	784,3	93,0	0,670	15,6
2047	0	0	0	6	9,0	4	20,9	2,6	35,5	805,1	95,5	0,688	14,6
2048	0	0	0	6	9,0	4	19,6	2,4	51,6	824,7	97,8	0,705	13,7
2049	0	0	0	6	9,0	4	18,3	2,3	100,0	843,0	100,0	0,721	12,8

Таблица 1.5.3.6 - Месторождение Бурбайтал Надсолевое. В целом по газовым объектам. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. Вариант 2.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скв.из консервации, ед.	Перевод скважин из др. объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.				
2028	3	1	1	5	7,5	5	37,5	4,4	4,5	41,1	4,9	0,035	41,1
2029	1	0	0	6	9,0	6	79,8	9,5	10,0	121,0	14,4	0,103	40,5
2030	1	0	0	7	10,5	7	88,9	10,5	12,3	209,9	24,9	0,179	38,2
2031	0	0	0	7	10,5	7	88,0	10,4	13,9	297,8	35,3	0,255	35,1
2032	0	0	0	7	10,5	7	79,3	9,4	14,5	377,1	44,7	0,322	31,7
2033	0	0	0	7	10,5	7	66,2	7,8	14,2	443,3	52,6	0,379	26,4
2034	0	0	1	8	12,1	8	66,5	7,9	16,6	509,7	60,5	0,436	24,8
2035	0	0	0	8	12,1	8	59,9	7,1	18,0	569,6	67,6	0,487	20,9
2036	0	0	0	8	12,1	7	52,4	6,2	19,2	622,0	73,8	0,532	20,9
2037	0	0	0	8	12,1	7	47,2	5,6	21,4	669,2	79,4	0,572	18,9
2038	0	0	0	8	12,1	7	42,6	5,1	24,5	711,8	84,4	0,608	17,0
2039	0	0	0	8	12,1	7	38,4	4,6	29,3	750,3	89,0	0,641	15,4
2040	0	0	0	8	12,1	7	34,7	4,1	37,4	784,9	93,1	0,671	13,9
2041	0	0	0	8	12,1	6	30,5	3,6	52,5	815,4	96,7	0,697	14,2
2042	0	0	0	8	12,1	6	27,6	3,3	100,0	843,0	100,0	0,721	12,8

1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Газожидкостная смесь со скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает в автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ) типа Спутник АМ (Б)-40-7-400, где осуществляется индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

Продукция со всех скважин после АГЗУ по общему коллектору поступает на первую ступень нефтегазового сепаратора (НГС-1), где происходит процесс сепарации при давлении 2,5-3,5 кгс/см². Далее разгазированная нефть поступает во вторую степень сепарации (НГС-2), где при давлении 1-1,5 кгс/см² происходит дополнительное разделение газа и жидкости. Выделившийся с нефтегазовых сепараторов газ первой и второй ступеней используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева (ПП-0,63). Учет газа производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Жидкость с НГС-2 подается в приемные технологические емкости V-50 м³. В приемных технологических емкостях происходит отстой и дополнительное разгазирование нефти. Затем насосами внутренней перекачки (насос 4НК-5/1) направляется в подогреватель нефти ПП-0,63, где нагревается до 50-60 °С. Перед подогревателем вводится деэмульгатор для обезвоживания и обессоливания нефти, при необходимости пресная вода для обессоливания нефти. После охлаждения и отстоя в технологических емкостях производится сброс пластовой, подтоварной воды в дренажную емкость.

Нефть после подготовки в технологических емкостях насосами внутренней перекачки по отдельной линии откачивается в товарный парк. С емкостей товарной нефти нефть проходит через фильтры СДЖ-100 и поступает на насосы внешней откачки (насос 4НК-5/1). Нефть с помощью насосов через узел учета поступает в ННЭ (Нефтяная наливная эстакада) и автоцистернами вывозится к потребителю. Нефтеналивной стояк предусмотрен для одновременного налива 2-х автоцистерн. Учет нефти осуществляется счетчиком жидкости.

Пластовая, подтоварная вода с дренажных емкостей после предварительной очистки утилизируется закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Все аппараты оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется в факельную систему, включающую конденсатосборник для улова конденсата на факеле высокого и низкого давлений.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин вводимых в эксплуатацию, плотностью сетки и методами воздействия.

При проектировании системы сбора продукции скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождений Бурбайтал надсолевое для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки для нефтяных скважин месторождения Бурбайтал надсолевой предполагается следующая: газожидкостная смесь от устьев добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку (ЗУ), где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин, после чего объединяется с общим потоком остальных скважин и направляется на существующий пункт подготовки нефти

(ППН) для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю. Выделившийся газ при сепарации планируется направлять на собственные нужды (печи подогрева и для выработки электроэнергии), излишек газа будет транспортироваться до единого для всего месторождения Бурбайтал установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Отделившаяся пластовая вода после предварительной очистки утилизируется закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Для газовых скважин предлагается к реализации герметизированная система внутривыпускного сбора газа, в соответствии с которой продукция скважин по индивидуальным шлейфам поступает на промысловый газосборный пункт (ГСП), где на тестовых сепараторах осуществляется поскважинный замер добываемой продукции. После замера продукция скважины объединяется с продукцией остальных скважин и общим потоком по газосборному коллектору направляется на (УКПГ). Классическая схема подготовки газа на УКПГ предполагает, что общий поток газа поступает на вход УКПГ со сложившимся в системе газосбора и на ступенях сепарации нефти давлением. Для объединения потоков газа различного уровня давлений на входе в УКПГ устанавливаются входные компрессоры. Компримированные до общего давления потоки попутного газа объединяются и единым потоком поступают на подготовку на УКПГ.

Основной объем товарного газа после УКПГ направляется в газопровод, а также на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла. Пропан-бутановая фракция после УКПГ поступает в емкости хранения и далее насосом откачивается через наливные устройства в специально приспособленные для транспорта пропан-бутановой смеси автомашины - пропановозы.

Реализация ШФЛУ осуществляется совместно с товарной нефтью, для чего поток ШФЛУ после УКПГ будет возвращен в систему товарного парка на ППН. Договоренность о реализации ШФЛУ с производителями сжиженных газов на текущем моменте не имеется.

Принципиальная схема будущей системы сбора и подготовки представлена на рисунке 1.4.5.1.

Исходные технологические данные к технико-экономической оценке для реализации рассматриваемых вариантов разработки для нефтяных скважин

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах для всех вариантов необходимо выделить следующие технологические позиции:

- Индивидуальные выкидные линии от проектных скважин до замерной установки;
- Замерная установка (ЗУ);
- Нефтегазосборный коллектор от ЗУ до УПН;

- Газопоршневая электростанция;

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог и энергоснабжения промысла. Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи нефти и газа на весь период развития месторождения.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

Исходные технологические данные к технико-экономической оценке для реализации рассматриваемых вариантов разработки для газовых скважин

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах по всем вариантам необходимо выделить следующие технологические позиции:

- Индивидуальные шлейфы от проектных скважин до пункта сбора;
- Газосборный пункт (ГСП);
- Газосборный коллектор от ГСП до УКПГ;
- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ);

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения.

Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи газа на весь период развития месторождения.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки по всем вариантам даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора и обратной закачки будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

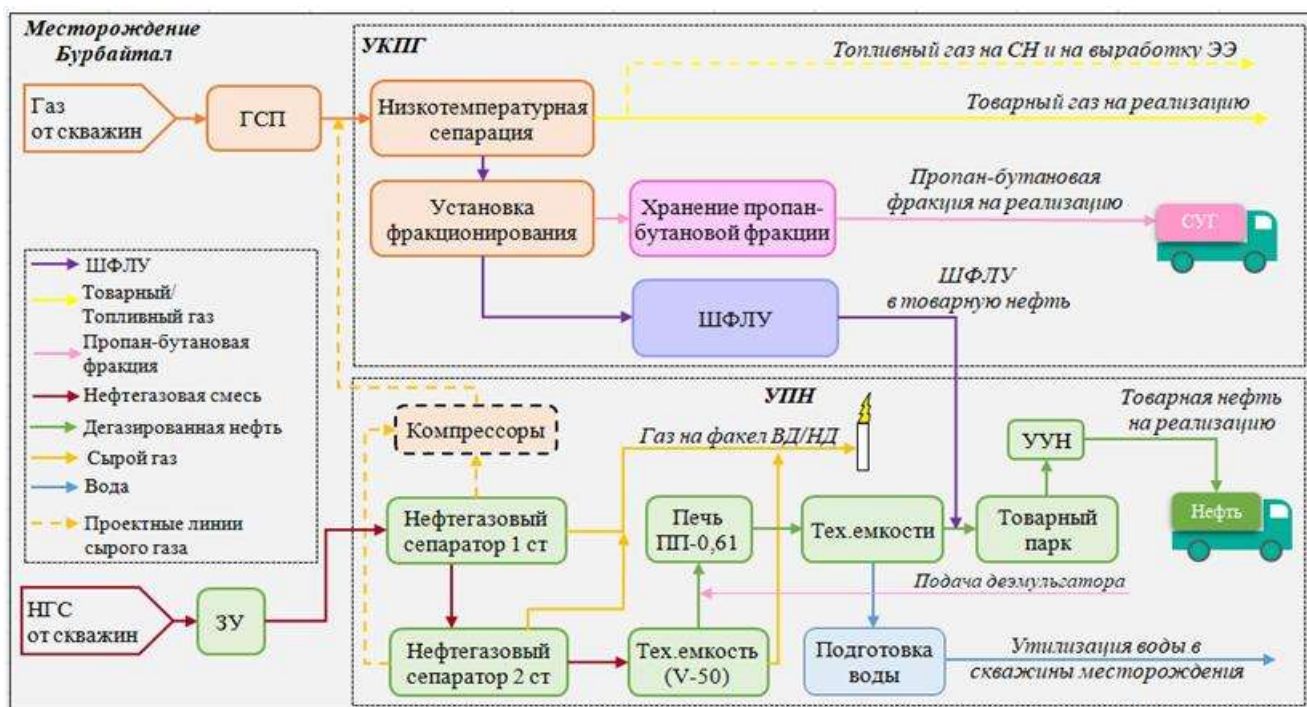


Рисунок 1.5.4.1 - Принципиальная схема будущей системы сбора и подготовки

1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года. (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»)

ТОО «Аскер Мунай» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены этапные Программы утилизации/переработки попутного (сырого) газа и корректировки к ним, а именно:

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на период пробной эксплуатации с 01.12.2020-31.12.2022гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 19.11.2020г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ95VPC00014263 от 25.01.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ84VPC00014461 от 01.03.2021г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Бурбайтал надсолевое» с технологическими показателями на период с 05.04 по 31.12.2024 года (Протокол №5/7 РГ МЭ РК от 05.04.2024 г., Разрешение на сжигание в

факелах сырого газа № KZ70VPC00022764 от 22. 04.2024г. на период с 23.04 по 31.12.2024г.).

- Корректировка «Программы развития переработки сырого газа месторождения Бурбайтал надсолевое на период с 05.04.2024-2026 годы с технологическими показателями на 2025 год (Протокол №25/1 РГ МЭ РК от 15.11.2024 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ23VPC00025133 от 20.12.2024г. на 2025 год).
- Корректировка «Программы развития переработки сырого газа месторождения Бурбайтал надсолевое на период с 05.04.2024-2026 годы с технологическими показателями на 01.01. по 11.03.2026г. (Протокол №27/2 РГ МЭ РК от 28.11.2025 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ44VPC00028276 от 19.12.2025г. на период 01.01.-11.03.2026г.).
- Корректировка «Программы развития переработки сырого газа месторождения Бурбайтал надсолевое на период с 05.04.2024-2026 годы с технологическими показателями на 12.03. по 31.12.2026г. (Протокол №4/1 РГ МЭ РК от 12.03.2026 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ92VPC00028964 от 27.03.2026г. на период 29.03.-31.12.2026г.).

В настоящее время на месторождении Бурбайтал надсолевое сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти (ПП-0.63), газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

В целях обеспечения экологической безопасности, минимизации объема сжигания углеводородного газа и рационального и комплексного использования попутного газа ТОО «Аскер Мунай» рассматривается вариант строительства единого для месторождения Бурбайтал установки комплексной подготовки попутного газа (УКПП) и газопровода.

В дальнейшем после завершения строительства УКПП и строительства газопровода планируется основной объем газа подавать на газопровод, а также на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла.

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Бурбайтал надсолевое будет разработана новая «Программа развития переработки сырого газа...» с учетом новых данных и рекомендуемой системы сбора и подготовки добываемой продукции на месторождении.

1.5.6 Мероприятия по доразведке месторождения

Месторождение Бурбайтал надсолевое по сложности геологического строения отнесено к категории сложных, а по величине начальных извлекаемых запасов нефти – к очень мелким, а по газу – к мелким.

Соотношение утвержденных геологических запасов нефти месторождения Бурбайтал надсолевого по категории C_2 к сумме категорий C_1+C_2 составляет 49,8 %, что показывает целесообразность выполнения дополнительных мероприятий по доразведке месторождения.

Выявлено 16 залежей нефти и газа в надсолевых отложениях, из них на месторождении Бурбайтал - 12 и по 2 залежи на поднятиях Каратобе и Жамбай, приуроченных, начиная с нерасчлененных четвертично-неогеновых (Жамбай), далее нижнемеловых (Каратобе и Бурбайтал) и триасовых отложений (Бурбайтал). Контакты ВНК установлены только в двух залежах нефти (А-I и А-II) на юго-западном крыле поднятия Бурбайтал, в остальных залежах приняты условно (УВНК и УГВК).

В ранее выполненных работах с целью перевода запасов категории C_2 в промышленную категорию C_1 предлагались к бурению 4 проектные оценочные скважины, из которых 3 скважины (скважины 412, 404, 405) – для доизучения и уточнения параметров установленных залежей в надсолевой толще (альбских и триасовых горизонтов) и скважина 102 со вскрытием девонских отложений, соответственно.

В Авторском надзоре за реализацией «Проекта разведочных работ по оценке залежей углеводородов на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» предусматривалась корректировка календарного плана бурения проектных скважин и перенос всего объема бурения независимых скважин с 2021 г. на 2022 г., а кроме того, изменения местоположения проектных скважин №№404 и 405, запроектированных для уточнения строения триасовых залежей.

В связи с окончанием срока разведки 31.12.2022 г. по Контракту № 1280 запроектированные оценочные скважины (№№404, 405, 412) по объективным причинам не были пробурены.

В протоколе № 2534-23-У заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых от 02 марта 2023 г. согласно пункту 3.5 недропользователю при дальнейшей работе на месторождении было необходимо выполнить ряд рекомендаций, которые приведены в отчете.

В апреле 2023 г. Недропользователь ТОО «Аскер Мунай» получил Горный отвод для **месторождения Бурбайтал надсолевое** для продуктивных залежей надсолевого комплекса.

В 2024 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнил «Проект разработки месторождения

Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.», который утвержден ЦКРР РК (протокол №49/10 от 14.03.2024 г.).

Согласно рекомендациям ГКЗ РК и ЦКРР РК на месторождении Бурбайтал необходимо при бурении запланированных проектных скважин во всех продуктивных горизонтах надсолевых отложений выполнять:

- отбор дегазированной и пластовой нефти, газа и пластовой воды для уточнения свойств и их состава;
- отбор керна с проведением полного комплекса стандартных и специальных анализов для уточнения петрофизической модели месторождения;
- провести ГИС-к для определения характера обводнения и интервалов прорыва газа в скважинах с высокой обводненностью и высоким газовым фактором;
- проводить гидродинамические исследования в нефтяных продуктивных горизонтах.

С целью перевода запасов категории C_2 в категорию C_1 , учитывая результаты пробуренных и местоположения проектных эксплуатационных скважин, заложенных для уточнения строения залежей и продуктивных горизонтов надсолевой толщи, рекомендуется заложение следующих оценочных скважин:

Скважины №412 и 413 – для перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 по горизонтам А-I и А-II, запроектированы на северо-восточном крыле поднятия Бурбайтал с проектной глубиной 800 м с целью доизучения части залежи оцененной по категории C_2 продуктивных горизонтов в альбских отложениях. Получение промышленных притоков нефти в этих скважинах или хотя бы в одной из них, позволит перевести запасы нефти по горизонтам А-I и А-II из категории C_2 в категорию C_1 и увеличить площадь продуктивности категории C_1 .

На юго-западном крыле поднятия Бурбайтал на карте А-I горизонта рекомендуется заложить **скважину №410**, расположенную северо-западнее скважины К-22, находящихся на площади категории C_2 , с целью уточнения насыщения пластов-коллекторов, выделенных по ГИС в скважине К-22. При получении промышленных притоков нефти осуществить перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 .

На северном крыле поднятия Бурбайтал (восточная часть) на площадях категории C_2 нефтяных горизонтов Т-VI (СК), Т-VII (СК) и Т-IX (СК) рекомендуется заложить проектную **скважину 404** как эксплуатационную на газовые горизонты Т-V и Т-VI, используя ее местоположение из ранее приведенных работ.

При проектной глубине 1800 ± 250 м и проектном горизонте P_{1k} (соль) целью бурения скважины является получение притоков УВ в Т-V и Т-VI горизонтах, но предварительно

желательно выполнить испытание Т-VII, Т-VIII и Т-IX горизонтов для получения промышленных притоков нефти для дальнейшего перевода запасов из категории С₂ в категорию С₁.

Дополнительно, после подтверждения продуктивности горизонта Т-IX в скважине №404, рекомендуется испытать горизонт Т-IX **в скважине №403**, пробурив короткий ствол вместо перфорации (перфобур) вверх по восстанию структуры (на юго-восток).

Запроектированную разведочную скважину №405 на северном крыле поднятия Бурбайтал на карте Т-V и Т-VI горизонтов рекомендуется сместить в центр запасов категории С₂ юго-западной части южного крыла, с целью уточнения распространения данных продуктивных горизонтов по площади и при получении промышленных притоков газа осуществить перевод запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁. Предусмотреть бурение со вскрытием соли кунгурского яруса нижней перми (проектный забой 1800 м ± 250 м).

На участке Каратобе для А-I и А-II горизонтов запасы нефти утверждены по категории С₂. Рекомендуется пробурить одну независимую оценочную **скважину №201** с проектной глубиной 800 м на расстоянии 200 м северо-восточнее скважины Г-3.

На участке Жамбай, где продуктивны неоген-четвертичные (N-Q) и неокомские (K_{1nc}) отложения, запасы газа утверждены по категории С₂ (440 млн. м³). С целью доизучения строения залежей и перевода запасов категории С₂ в категорию С₁ рекомендуется пробурить две скважины с проектной глубиной 800 м: одну **независимую оценочную скважину №301** и одну **зависимую оценочную скважину №302**, которые закладываются в сводовых частях поднятия с расстоянием между ними 1200-1500 м.

При бурении всех проектных скважин предлагается выполнить весь рекомендуемый комплекс исследований, которые представлены в дополнения к проекту разработки.

Рекомендуемые объекты испытания продуктивных горизонтов надсолевых отложений в проектных оценочных скважинах приведены в таблице 1.5.6.1.

Фактические интервалы испытания будут уточнены по результатам ГИС, ГТИ и исследований керна.

Таблица 1.5.6.1 - Рекомендуемые интервалы к опробованию и испытанию продуктивных горизонтов в проектных оценочных скважинах

№№ скв	крыло/ блок	Горизонт	Объект испытания	Рекомендуемые продуктивные интервалы к опробованию и испытанию		Общая толщина колл. м	Планируемый срок бурения
1	2	3	4	5		6	7
412	Северо восточное	А-II	1	734,7	730,2	9,7	2026
			2	729,5	725		
		А-I	3	699,7	695,5	19,5	
			4	692,3	680,2		
413	Северо восточное	А-I	1	699,7	695,5		
			2	692,3	680,2		
410	Юго-Западное	А-I	1	619,5	617,5	20	2027
			2	615,1	613,5		
			3	609,3	607,3		
			4	601,5	599,5		
404	Северное	T-IX	1	1781,9	1780	1,9	2027
		T-VIII	2	1721	1711	10	
		T-VII	3	1662,5	1660	2,5	
403	Северное	T-IX	1	1813	1811	2,0	2028
405	Северное	T-VI	1	1587	1567	37	2028
			2	1570	1550		
		T-V	3	1517,5	1510,5	20	
			4	1509,5	1497,5		
201	Каратобе	А-II	1	662,1	658,1	32,1	2029
			2	657,5	653,5		
			3	634	630		
		А-I	4	608,3	606	22,5	
			5	602,5	599,1		
			6	591,3	588,9		
			7	587,2	585,8		
301	Жамбай	K1n	1	511,8	495,1	16,7	2029
		N	1	86,8	81,6	5,2	
302	Жамбай	K1n	1	511,8	495,1	16,7	2029
		N	1	86,3	81,1	5,2	

1.6 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ

В таблице 1.6.1 приведены наилучшие доступные технологии, используемые и планируемые к применению на предприятии в период его эксплуатации, в соответствии с Постановлением Правительства РК №1202 от 27.12.2023 г. «Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа»» и «Заключением по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа»» (утверждено постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 159).

Представленные НДТ применимы к объектам по добыче нефти и газа, а также переработки газа и газоконденсата и направлены на минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду. Описанные техники, отнесены к НДТ по результатам проведенного КТА и анализа особенностей структуры нефтегазодобывающей и газоперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на месторождениях нефти и газа, ориентированной на подготовку нефти, газа и иных продуктов, а также на основании данных мирового опыта, изученных в рамках разработки справочника по НДТ.

При проведении работ предприятие будет использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню. В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность. Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует об их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Критериями для выбора оборудования являются:

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

Таблица 1.6.1 – Перечень НДТ, используемых и планируемых к внедрению на предприятии в период его эксплуатации

НДТ	Техника	Описание
НДТ 2.	Оптимизация технологического процесса.	Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности и снижения энергопотребления всего процесса на единицу готовой продукции. Механизмы могут включать: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка установок (например, соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция печи), изменение размеров оборудования (например, перестановка насосов или компрессоров) и т.д. Улучшение надежности оборудования также должно способствовать повышению эффективности.
НДТ 3.	План снижения энергопотребления. Проводить мероприятия по интенсификации горения.	Установить цели и стратегии для улучшения. Определить области улучшения (например, соотношение воздух/топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи).
НДТ 4.	Мониторинг выбросов в атмосферу.	НДТ предусматривает непрерывный мониторинг выбросов путем инструментальных замеров, в соответствии с требованиями, установленными в законодательных и подзаконных актах Республики Казахстан в области охраны окружающей среды. Для объектов, не оснащенных АСМ, с целью наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением, периодический мониторинг (инструментальный контроль) эмиссий в окружающую среду (выбросы SO ₂ , NO _x , CO).
НДТ 8.	Предотвращение разливов и утечек.	Методы, которые включают использование специальных процедур и/или временного оборудования для поддержания функционирования, когда необходимо управление особыми обстоятельствами, такими как разливы, разгерметизация и т.д.
НДТ 11.	Ограждение шумных операций/агрегатов. Виброизоляция производств/агрегатов. Установка звукозащитных стен и/или природных барьеров.	Экологическая эффективность НДТ: позволяет снизить уровень шума на промышленных объектах. Применима на всех объектах промышленности, с учетом соответствия промышленной безопасности производственных процессов и санитарных и строительных норм Республики Казахстан.
НДТ 21	Использование альтернативных видов топлива (природный газ, газообразное технологическое топливо).	Применение более калорийного вида топлива, например очищенный попутный нефтяной газ, газообразное технологическое топливо может положительно повлиять на энергосбережение, а также сокращению выбросов SO ₂ , NO _x , CO ₂ , металлов и твердых веществ.
НДТ 42.	В целях поддержания пластового давления НДТ заключается в закачке подготовленных пластовых вод и излишек попутного нефтяного газа в пласт, что	Установка закачки вод и попутного нефтяного газа в пласт, позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении. Для закачки



	позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении.	вод в пласт применяются насосные агрегаты системы поддержания пластового давления (ППД). Они являются наиболее энергозатратным оборудованием. Энергетические затраты на систему ППД составляют от 10 % до 40 % от энергетических затрат на добычу, промысловый транспорт и подготовку. Эффект внедрения - Увеличение энергоэффективности предприятия.
НДТ 45.	Очистка резервуара для сырой нефти. Окрашивание резервуаров, в светлые цвета имеющие теплоотражающий эффект.	Ручная очистка резервуара осуществляется рабочими, удаляющими осадок вручную. Предпочтительно окрашивать резервуары, содержащие летучие материалы, в светлый цвет по причинам, чтобы предотвратить излишнее испарение и предотвратить увеличения частоты испарения хранимой жидкости
НДТ 46.	Программа технического обслуживания, включающая мониторинг, предотвращение и контроль коррозии. Достаточный объем обваловочного пространства. Ограждение резервуарного парка.	Система управления, включающая обнаружение утечек и эксплуатационный контроль для предотвращения переполнения, контроль запасов и основанные на риске процедуры осмотры резервуаров через определенные промежутки времени для подтверждения их целостности, а также техническое обслуживание для улучшения герметичности резервуаров, установка электрохимической защиты резервуаров. Он также включает в себя системное реагирование на последствия разливов, чтобы действовать до того, как разливы могут достичь подземных вод. Быть особенно усиленными в период технического обслуживания. Обваловочное пространство резервуарного парка предназначено для сдерживания крупных разливов, потенциально вызванных разрывом оболочки или переполнением (как по экологическим соображениям, так и по соображениям безопасности). Размер и связанные с ним строительные правила, как правило, определяются местными нормативными актами.
НДТ 49.	Сокращение и/или предотвращения разливов, утечек и других потерь.	Надлежащее обращение и хранение материалов сводят к минимуму возможность разливов, утечек и других потерь, которые приводят к образованию отходов, выбросам в атмосферу и в водное пространство. Хранение емкостей над поверхностью земли предотвращают образование коррозии в результате разливов или «потения» бетона. Хранение контейнеров закрытыми, за исключением случаев опорожнения контейнера. Регулярный осмотр. Укладка изолирующих материалов и/или установка блокировочных устройств. Применение устройств или процедур, предотвращающих переполнение резервуаров. Сигнализация аварийного уровня работает автономно от типовой системы учета резервуарных запасов.
НДТ 58.	Предотвращение или сокращение выбросов NO _x в атмосферу, а также сокращения выбросов от газовых двигателей (Газотурбинная установка, газокompрессорная установка с приводом от газовой	НДТ заключается в применении сухих камер сгорания с низким содержанием NO _x . Возможно сокращение выбросов NO _x на 90 % при использовании газовых турбин, работающих на попутном нефтяном газе.

	турбины, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем).	
НДТ 60.	Оптимизация систем электроснабжения. Энергоэффективная эксплуатация трансформаторов.	Сокращение не рационального потребления электрической энергии. Широкое распространение трансформаторов обусловлено, в частности, тем, что электроэнергия передается и распределяется при более высоком уровне напряжения, чем уровень, необходимый для питания оборудования, что позволяет снизить потери при передаче
НДТ 65	Предварительная очистки и очистка шлама Передача на утилизацию специализированной организации по утилизации отходов.	С целью уменьшения объема и остаточного содержания углеводородов с целью экономии затрат на последующую переработку или утилизацию, применяются методы: механическое обезвоживания шлама с помощью декантеров; осушка и/или сжигание. Термическая переработка подразумевает процессы испарения. Испарение происходит в результате косвенного нагрева и/или разрушения органических компонентов путем термического окисления (сжигания) Экологическая эффективность НДТ: общее сокращение шлама от технологических процессов нефтегазодобычи.
	Техники для предотвращения или сокращения выбросов от сжигания на факелах.	Правильная конструкция установки: включает достаточную мощность системы рекуперации факельного газа, использование предохранительных клапанов с высокой герметичностью и другие меры по использованию факельного сжигания только в качестве системы безопасности для других операций, отличных от режимных (запуск, остановка, аварийная ситуация). Управление установкой: включает организационные и контрольные меры по сокращению случаев сжигания на факелах путем балансировки системы ТТ (ГС), использования расширенного управления технологическим процессом и т.д. Конструкция факелов: включает высоту, давление, подпитка паром, воздухом или газом, тип наконечников факелов и т.д. Факел направлен на обеспечение бездымной и надежной работы и обеспечение эффективного сжигания избыточных газов при сжигании на факелах в результате нестандартных, аварийных операций. Мониторинг и отчетность: Непрерывный мониторинг (измерения расхода газа и оценки других параметров) газа, направленного на сжигание на факелах, и связанных с ним параметров сжигания (например, расход газовой смеси и теплосодержание, соотношение мощности, скорости, расхода продувочного газа, выбросы загрязняющих веществ). Отчетность о факельных событиях позволяет использовать коэффициент факельного сжигания в качестве требования, включенного в СЭМ, и предотвращать будущие события. Визуальный удаленный мониторинг факела также может осуществляться с помощью цветных телевизионных мониторов во время событий

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

Постутилизация объекта – это комплекс работ по демонтажу и сносу капитального строения (здания, сооружения, комплекса) после прекращения его эксплуатации.

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования настоящим проектом *не предусматриваются*.

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

1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха

1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.», является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья. Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4. «Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин».

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов с 6001.

При реализации проектных решений разработки месторождения основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться:

1 вариант разработки - рекомендуемый (2026- 2027 гг)

Организованные:

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №№0001 – 0002 – 2 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м³: источники №№0003-0005 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м³: источники №№0006-0017 – 12 ед.;
- Факел высокого давления: источник №0018 – 1 ед.;
- Факел низкого давления: источник №0019 – 1 ед.;
- Дизельный генератор Onis Viza F60: источник №0020 – 1 ед.;

- Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150: источник №0021 – 1 ед.;
- Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310: источник №0022 – 1 ед.;
- Резервуар для дизельного топлива V-50 м³: источник №0023 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Нефтегазосепаратор (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Дренажная емкость АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Дренажной емкость для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка строительства и расконсервации скважин: источник №6010;
- Площадка строительства разведочных скважин: источник №6011;
- Площадка нефтяной скважины:
- источники №№6012-6025 – 14 ед.; (в 2026 году),
- источники №№6012-6029 – 18 ед.; (в 2027 году),

В 2026 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 48 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 25 ед.

В 2027 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 52 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 29 ед.

1 вариант разработки - рекомендуемый (2028- 2029 гг)

Организованные:

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №№0001 – 0002 – 2 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м³: источники №№0003-0005 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м³: источники №№0006-0017 – 12 ед.;
- Факел высокого давления: источник №0018 – 1 ед.;
- Факел низкого давления: источник №0019 – 1 ед.;
- Дизельный генератор Onis Viza F60: источник №0020 – 1 ед.;
- Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150: источник №0021 – 1 ед.;
- Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310: источник №0022 – 1 ед.;
- Резервуар для дизельного топлива V-50 м³: источник №0023 – 1 ед.;
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0024 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Нефтегазосепаратор (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Дренажная емкость АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Дренажной емкость для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6010 – 1 ед.;
- Площадка низкотемпературной сепарации (НТС): источник №6011 – 1 ед.;
- Площадка установки фракционирования (УФ): источник №6012 – 1 ед.;
- Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ): источник №6013 – 1 ед.;
- Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы: источник №6014 – 1 ед.;
- Площадка компрессорной станции: источник №6015 – 1 ед.;
- Площадка строительства и расконсервации скважин: источник №6016;
- Площадка строительства разведочных скважин: источник №6017;
- Площадка нефтяной скважины:
 - источники №№6018-6037 – 20 ед.; (в 2028 году),
 - источники №№6018-6041 – 24 ед.; (в 2029 году),
- Площадка газовой скважины:
 - источники №№6038-6041 – 5 ед.; (в 2028 году),
 - источники №№6042-6046 – 5 ед.; (в 2029 году),

В 2028 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 65 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 41 ед.

В 2029 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 70 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 46 ед.

1 вариант разработки - рекомендуемый (2030 г)

Организованные:

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №№0001 – 0002 – 2 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м³: источники №№0003-0005 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м³: источники №№0006-0017 – 12 ед.;

- Факел высокого давления: источник №0018 – 1 ед.;
- Факел низкого давления: источник №0019 – 1 ед.;
- Дизельный генератор Onis Viza F60: источник №0020 – 1 ед.;
- Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150: источник №0021 – 1 ед.;
- Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310: источник №0022 – 1 ед.;
- Резервуар для дизельного топлива V-50 м³: источник №0023 – 1 ед.;
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0024 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Нефтегазосепаратор (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Дренажная емкость АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Дренажной емкость для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6010 – 1 ед.;
- Площадка низкотемпературной сепарации (НТС): источник №6011 – 1 ед.;
- Площадка установки фракционирования (УФ): источник №6012 – 1 ед.;
- Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ): источник №6013 – 1 ед.;
- Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы: источник №6014 – 1 ед.;
- Площадка компрессорной станции: источник №6015 – 1 ед.;
- Площадка строительства и расконсервации скважин: источник №6016;
- Площадка нефтяной скважины:
- источники №№6017-6043 – 27 ед.; (в 2030 году),
- Площадка газовой скважины:
- источники №№6044-6048 – 5 ед.; (в 2030 году).

В 2030 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 72 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 48 ед.

2 вариант разработки (2026- 2027 гг)

Организованные:

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №№0001 – 0002 – 2 ед.;

- Резервуары нефти V-100 м³: источники №№0003-0005 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м³: источники №№0006-0017 – 12 ед.;
- Факел высокого давления: источник №0018 – 1 ед.;
- Факел низкого давления: источник №0019 – 1 ед.;
- Дизельный генератор Onis Viza F60: источник №0020 – 1 ед.;
- Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150: источник №0021 – 1 ед.;
- Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310: источник №0022 – 1 ед.;
- Резервуар для дизельного топлива V-50 м³: источник №0023 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Нефтегазосепаратор (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Дренажная емкость АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Дренажной емкость для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка строительства и расконсервации скважин: источник №6010;
- Площадка строительства разведочных скважин: источник №6011;
- Площадка нефтяной скважины:
- источники №№6012-6027 – 16 ед.; (в 2026 году),
- источники №№6012-6033 – 22 ед.; (в 2027 году),

В 2026 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 50 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 27 ед.

В 2027 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 56 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 33 ед.

2 вариант разработки (2028- 2029 гг)

Организованные:

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №№0001 – 0002 – 2 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м³: источники №№0003-0005 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м³: источники №№0006-0017 – 12 ед.;
- Факел высокого давления: источник №0018 – 1 ед.;
- Факел низкого давления: источник №0019 – 1 ед.;

- Дизельный генератор Onis Viza F60: источник №0020 – 1 ед.;
- Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150: источник №0021 – 1 ед.;
- Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310: источник №0022 – 1 ед.;
- Резервуар для дизельного топлива V-50 м³: источник №0023 – 1 ед.;
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0024 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Нефтегазосепаратор (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Дренажная емкость АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Дренажной емкость для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6010 – 1 ед.;
- Площадка низкотемпературной сепарации (НТС): источник №6011 – 1 ед.;
- Площадка установки фракционирования (УФ): источник №6012 – 1 ед.;
- Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ): источник №6013 – 1 ед.;
- Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы: источник №6014 – 1 ед.;
- Площадка компрессорной станции: источник №6015 – 1 ед.;
- Площадка строительства и расконсервации скважин: источник №6016;
- Площадка строительства разведочных скважин: источник №6017;
- Площадка нефтяной скважины:
 - источники №№6018-6043 – 26 ед.; (в 2028 году),
 - источники №№6018-6048 – 31 ед.; (в 2029 году),
- Площадка газовой скважины:
 - источники №№6044-6048 – 5 ед.; (в 2028 году),
 - источники №№6049-6054 – 6 ед.; (в 2029 году),

В 2028 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 72 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 48 ед.

В 2029 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 78 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 54 ед.

2 вариант разработки (2030 г)

Организованные:

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №№0001 – 0002 – 2 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м³: источники №№0003-0005 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м³: источники №№0006-0017 – 12 ед.;
- Факел высокого давления: источник №0018 – 1 ед.;
- Факел низкого давления: источник №0019 – 1 ед.;
- Дизельный генератор Onis Viza F60: источник №0020 – 1 ед.;
- Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150: источник №0021 – 1 ед.;
- Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310: источник №0022 – 1 ед.;
- Резервуар для дизельного топлива V-50 м³: источник №0023 – 1 ед.;
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0024 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Нефтегазосепаратор (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Дренажная емкость АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Дренажная емкость нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Дренажной емкость для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6010 – 1 ед.;
- Площадка низкотемпературной сепарации (НТС): источник №6011 – 1 ед.;
- Площадка установки фракционирования (УФ): источник №6012 – 1 ед.;
- Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ): источник №6013 – 1 ед.;
- Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы: источник №6014 – 1 ед.;
- Площадка компрессорной станции: источник №6015 – 1 ед.;
- Площадка строительства и расконсервации скважин: источник №6016;
- Площадка нефтяной скважины:
- источники №№6017-6050 – 34 ед.; (в 2030 году),
- Площадка газовой скважины:

- источники №№6051-6057 – 7 ед.; (в 2030 году),

В 2030 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 81 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 57 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 1 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Бурбайтал надсолевое представлена в Приложении 1.

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- «Методикой расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005 г. РНД 211.2.02.04-2004;
- «Методикой расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» Приказ МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 02.04.2008 г. №79-п).
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2026 по 2030 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа и нефти, а также фонда действующих добывающих нефтяных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2026 по 2030 гг.).

Характеристика основных технологических показателей за рассматриваемый период разработки месторождения (с 2026 по 2030 гг.), принятых для проведения предварительных расчетов, с целью определить воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 2-х вариантов разработки месторождения, представлены в таблице 1.8.1.2.1.

Таблица 1.8.1.2.1 – Обобщенная характеристика основных технологических показателей добычи нефти, газа и фонда действующих добывающих скважин месторождения Бурбайтал надсолевое на 2026-2030 гг.

Год разработки	Добыча нефти*, тыс.т	Добыча газа*, млн.м ³	Фонд добывающих нефтяных скважин*, ед.	Фонд добывающих газовых скважин*, ед.
1 вариант разработки (рекомендуемый)				
2026	15,8	0,302	14	-
2027	29,7	0,53	18	-
2028	42,6	11,988	20	4
2029	54,5	66,357	24	5
2030	57,6	69,841	27	5
2 вариант разработки				
2026	24,04	0,67	16	
2027	38,23	0,97	22	
2028	47,27	38,66	26	5
2029	52,29	81,02	31	6
2030	54,8	90,04	34	7

Примечание: * - обобщенные технологические показатели добычи нефти, газа и фонд действующих добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам приняты согласно разделу 1.5.3 (таблицы 1.5.3.1-1.5.3.6)

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по 1-му и 2-му рассматриваемым вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.1.2.2.

Таблица 1.8.1.2.2 – Ввод скважин в период разработки по вариантам

Годы	Ввод скважин из бурения, консервации за период	Доразведка
1 вариант разработки (рекомендуемый)		
2026	5	2
2027	4	2
2028	7	2
2029	5	3
2030	3	-
2 вариант разработки		
2026	10	2
2027	6	2
2028	9	2
2029	6	3
2030	5	-

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным Разделом охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 м на надсолевые отложения» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ31VCZ03812903 от 30.12.2024 года), составит: **6,7909866 г/с или 7,9599115 т/год.**

Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух в период буровых операций для одной скважины представлены в таблице 1.8.1.2.3.

Таблица 1.8.1.2.3 - Перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при буровых операциях одной скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04		0,04		3	0,00275	0,0001485	0,0037125
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001		2	0,0003056	0,0000165	0,0165
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	2,075178668	1,38656	34,664
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	0,337216532	0,225316	3,75526667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,096588803	0,064770143	1,29540286
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05		3	0,814863292	0,6755924	13,511848
0333	Сероводород	0,008	0,008			2	0,000028924	0,00002492	0,003115
0337	Углерод оксид	3	5	3		4	2,103651954	1,7091364	0,56971213
0342	Фтористые газообразные соединения	0,005	0,02	0,005		2	0,0001111	0,000006	0,0012
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		0,126505642	0,239614305	0,00479229
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000002308	0,000002009	2,009
1325	Формальдегид	0,01	0,05	0,01		2	0,023127652	0,014350289	1,4350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,05			0,05		0,0000556	0,00001236	0,0002472
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)	1	1			4	0,789148526	0,809466937	0,80946694
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,00446	0,04626	0,3084
2907	Пыль неорганическая, %: 70	0,05	0,15	0,05		3	0,072	0,002592	0,05184
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	0,1	0,3	0,1		3	0,342792	2,7632427392	27,6324274
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0022	0,0228	0,57
ВСЕГО:							6,7909866	7,9599115	86,6419599



Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при буровых операциях (строительство, консервация и доразведка скважин), в соответствии с количеством проектных скважин по обоим вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.1.2.4.

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при буровых операциях на месторождении Бурбайтал

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения, консервации, ед.	Доразведка скважин, ед.	Выбросы ЗВ*	
			г/с	т/год
1 вариант разработки - рекомендуемый				
2026	5	2	47,5369062	55,7193805
2027	4	2	40,7459196	47,759469
2028	7	2	61,1188794	71,6392035
2029	5	3	54,3278928	63,679292
2030	3	-	20,3729598	23,8797345
2 вариант разработки				
2026	10	2	81,4918392	95,518938
2027	6	2	54,3278928	63,679292
2028	9	2	74,7008526	87,5590265
2029	6	3	61,1188794	71,6392035
3030	5	-	33,954933	39,7995575

Примечание: * - Ориентировочное количество выбросов ЗВ принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Раздел охраны окружающей среды к Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 м на надсолевые отложения» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ31VCZ03812903 от 30.12.2024 года)

** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.2, 1.5.3.4, 1.5.3.5, 1.5.3.6)

Необходимо учитывать, что в настоящем проекте приведены ориентировочные предварительные данные по проектам-аналогам, объективно о качественной и количественной оценке выбросов при буровых операциях можно будет судить на стадии рабочего проектирования, в рамках Групповых (Индивидуальных) технических проектов на строительство скважин на месторождении Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Общие ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период разработки месторождения Бурбайтал, по каждому из вариантов представлены в таблицах 1.8.1.2.5 – 1.8.1.2.6.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Таблица 1.8.1.2.5 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по 1 варианту разработки (рекомендуемый).

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
2026 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,01925	0,0010395	0,0259875
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0021392	0,000116	0,116
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	15,41609845	28,03795194	700,948799
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	2,505122738	4,556168941	75,936149
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,736868101	1,681400954	33,6280191
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	5,840043044	7,5126468	150,252936
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016638468	0,01614144	2,01768
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	15,46797848	27,53571433	9,17857144
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0007777	0,000042	0,0084
0410	Метан	50			50		0,01117412	0,352412489	0,00704825
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		21,42943949	47,11547014	0,9423094
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,29094	7,11271	0,23709033
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09529	0,09279	0,9279
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,029991	0,029116	0,14558
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,059862	0,058383	0,097305
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000017656	0,000045083	45,083
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,176023564	0,389752023	38,9752023
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0003892	0,00008652	0,0017304
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	5,908689682	12,65559856	12,6555986
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,03122	0,32382	2,1588
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,504	0,018144	0,36288
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	2,399544	19,3426991744	193,426992



2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0154	0,1596	3,99
ВСЕГО:							77,956896897	156,991848896	1271,123978
2027 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,0165	0,000891	0,022275
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0018336	0,000099	0,099
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	13,34633978	26,82245194	670,561299
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	2,168786206	4,358652941	72,6442157
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,640279298	1,616630811	32,3326162
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	5,025179752	6,8370544	136,741088
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016729544	0,02001852	2,502315
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	13,37308652	26,102917933	8,70097264
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0006666	0,000036	0,0072
0410	Метан	50			50		0,01993412	0,628752489	0,01257505
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		21,64633385	58,55595583	1,17111912
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,3365	8,86452	0,295484
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09589	0,11565	1,1565
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030191	0,036287	0,181435
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,060222	0,072765	0,121275
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000015348	0,000043074	43,074
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,152895912	0,375401734	37,5401734
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0003336	0,00007416	0,0014832
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	5,119541156	11,846131622	11,8461316
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,02676	0,27756	1,8504
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,432	0,015552	0,31104
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	2,056752	16,5794564352	165,794564
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0132	0,1368	3,42
ВСЕГО:							71,579970296	163,263701889	1190,387162



2028 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,02475	0,0013365	0,0334125
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0027504	0,0001485	0,1485
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	21,44086579	154,9214519	3873,0363
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	3,484145802	25,17473094	419,578849
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,027265707	8,44664124	168,932825
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	7,469769628	8,8638316	177,276632
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016876316	0,02264528	2,83066
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	21,15898239	128,6396671	42,879889
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0009999	0,000054	0,0108
0410	Метан	50			50		0,02265412	0,714492489	0,01428985
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		22,77143078	82,96633875	1,65932677
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,35928	10,00864	0,33362133
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09619	0,13061	1,3061
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030291	0,040963	0,204815
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,060402	0,082169	0,13694833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000025372	0,000248101	248,101
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,250058868	2,187972601	218,79726
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0005004	0,00011124	0,0022248
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	8,153656734	58,51253243	58,5125324
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,04014	0,41634	2,7756
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,648	0,023328	0,46656
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	3,085128	24,86918465	248,691847
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0198	0,2052	5,13
ВСЕГО:							97,163963199	506,228637393	5470,859993
2029 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид,	0,04		0,04		3	0,022	0,001188	0,0297



	Железа оксид) /в пересчете на железо/								
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0024448	0,000132	0,132
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	19,36568712	153,5348919	3838,3723
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	3,14692927	24,94941494	415,823582
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,930676904	8,381871097	167,637422
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	6,654906336	8,1882392	163,764784
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016967392	0,02670136	3,33767
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	19,05533043	126,9305307	42,3101769
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0008888	0,000048	0,0096
0410	Метан	50			50		0,02265412	0,714492489	0,01428985
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		23,04337514	96,35352444	1,92707049
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,40484	11,83835	0,39461167
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09679	0,15448	1,5448
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030491	0,048456	0,24228
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,060762	0,097194	0,16199
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000023064	0,000246092	246,092
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,226931216	2,173622312	217,362231
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0004448	0,00009888	0,0019776
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	7,364508208	57,7030655	57,7030655
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,03568	0,37008	2,4672
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,576	0,020736	0,41472
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	2,742336	22,10594191	221,059419
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0176	0,1824	4,56
ВСЕГО:							90,818266598	513,775704891	5385,36289
2030 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,00825	0,0004455	0,0111375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на	0,001	0,01	0,001		2	0,0009168	0,0000495	0,0495



	марганца (IV) оксид/								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	8,98979378	146,60209194	3665,0523
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	1,46084661	23,822834941	397,047249
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,447732889	8,058020382	161,160408
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	2,580589876	4,8102772	96,205544
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016912772	0,02920576	3,65072
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	8,537070662	118,3848487	39,4616162
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0003333	0,000018	0,0036
0410	Метан	50			50		0,02265412	0,714492489	0,01428985
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		22,66839693	103,5541829	2,07108366
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,43901	13,01855	0,43395167
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09724	0,16989	1,6989
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030641	0,053299	0,266495
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,061032	0,106881	0,178135
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000011524	0,000236047	236,047
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,111292956	2,101870867	210,187087
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0001668	0,00003708	0,0007416
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	3,418765578	53,65573081	53,6557308
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,01338	0,13878	0,9252
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,216	0,007776	0,15552
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	1,028376	8,289728218	82,8972822
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0066	0,0684	1,71
ВСЕГО:							57,156013593	483,587646385	4952,883491



Таблица 1.8.1.2.6 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по 2 варианту разработки.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
2026 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,0335	0,001782	0,04455
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0036672	0,000198	0,198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	25,80229179	35,29523194	882,380799
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	4,192865398	5,735468941	95,591149
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,219812116	2,005251669	40,1050334
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	9,914359504	10,8906088	217,812176
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016843088	0,01833904	2,29238
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	26,00037825	36,52741633	12,1758054
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0013332	0,000072	0,0144
0410	Метан	50			50		0,02531412	0,798432489	0,01596865
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		22,2336677	54,29894166	1,08597883
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,31372	8,04243	0,268081
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09559	0,10493	1,0493
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030091	0,032932	0,16466
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,060042	0,066036	0,11006
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000029196	0,000055128	55,128
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,291661824	0,461503468	46,1503468
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0006672	0,00014832	0,0029664
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	9,854432312	16,70293324	16,7029332
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,05352	0,55512	3,7008
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,864	0,031104	0,62208
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	4,113504	33,15891287	331,589129



2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0264	0,2736	6,84
ВСЕГО:							112,147689902	205,001447902	1714,044597
2027 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,0225	0,001188	0,0297
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0024448	0,000132	0,132
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	17,51593712	30,20181194	755,045299
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	2,84633927	4,907804941	81,796749
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,833456904	1,746171097	34,9234219
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	6,654906336	8,1882392	163,764784
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,016907392	0,02389836	2,987295
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	17,59731043	30,05447073	10,0181569
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0008888	0,000048	0,0096
0410	Метан	50			50		0,03685412	1,162032489	0,02324065
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		22,24274514	70,62555444	1,41251109
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,38206	10,58321	0,35277367
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09649	0,1381	1,381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030391	0,043314	0,21657
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,060582	0,08689	0,14481667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000019964	0,000047092	47,092
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,199151216	0,404102312	40,4102312
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0004448	0,00009888	0,0019776
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	6,697838208	13,4650655	13,4650655
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,03568	0,37008	2,4672
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,576	0,020736	0,41472
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	2,742336	22,10594191	221,059419
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0176	0,1824	4,56
ВСЕГО:							85,608883498	194,311336894	1381,708531



2028 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,03025	0,0016335	0,0408375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0033616	0,0001815	0,1815
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	25,59122312	157,6945719	3942,3643
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	4,158578866	25,62536294	427,089382
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,220443313	8,576181526	171,523631
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	9,099496212	10,2150164	204,300328
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,017114164	0,02784212	3,480265
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	25,36628629	132,0579399	44,0193133
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0012221	0,000066	0,0132
0410	Метан	50			50		0,02265412	0,714492489	0,01428985
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		23,59459206	101,8426874	2,03685375
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,42762	12,31866	0,410622
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09709	0,16073	1,6073
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030591	0,050434	0,25217
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,060942	0,10114	0,16856667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000029988	0,000252119	252,119
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,296314172	2,216673179	221,667318
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0006116	0,00013596	0,0027192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	9,731953786	60,13146631	60,1314663
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,04906	0,50886	3,3924
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,792	0,028512	0,57024
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	3,770712	30,39567013	303,956701
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0242	0,2508	6,27
ВСЕГО:							111,386346401	542,919309402	5645,612404
2029 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид,	0,04		0,04		3	0,02475	0,0013365	0,0334125



	Железа оксид) /в пересчете на железо/								
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,001	0,01	0,001		2	0,0027504	0,0001485	0,1485
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	21,44086579	154,9214519	3873,0363
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	3,484145802	25,17473094	419,578849
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,027265707	8,44664124	168,932825
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	7,469769628	8,8638316	177,276632
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,017206316	0,03216128	4,02016
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	21,15898239	128,6396671	42,879889
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0009999	0,000054	0,0108
0410	Метан	50			50		0,02265412	0,714492489	0,01428985
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		23,82588078	117,0844087	2,34168817
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,48457	14,2809	0,47603
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09784	0,18635	1,8635
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030841	0,058466	0,29233
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,061392	0,117224	0,19537333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,000025372	0,000248101	248,101
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,250058868	2,187972601	218,79726
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,0005004	0,00011124	0,0022248
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	8,153656734	58,51253243	58,5125324
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,04014	0,41634	2,7756
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,648	0,023328	0,46656
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	3,085128	24,86918465	248,691847
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,0198	0,2052	5,13
ВСЕГО:							98,347223199	544,736781398	5473,577603
2030 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	0,04		0,04		3	0,01375	0,0007425	0,0185625
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на	0,001	0,01	0,001		2	0,001528	0,0000825	0,0825



	марганца (IV) оксид/								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	13,14015112	149,3752119	3734,3803
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	2,135279674	24,27346694	404,557782
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	0,640910495	8,187560668	163,751213
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	4,21031646	6,161462	123,22924
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,01718062	0,0346486	4,331075
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	12,74437457	121,8031215	40,6010405
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005		2	0,0005555	0,00003	0,006
0410	Метан	50			50		0,02265412	0,714492489	0,01428985
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		23,63245821	126,2080015	2,52416003
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		7,51874	15,44162	0,51472067
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,09829	0,20151	2,0151
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,030991	0,063217	0,316085
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,061662	0,126756	0,21126
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001		0,000001		1	0,00001614	0,000240065	240,065
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01		2	0,15754826	2,130571445	213,057145
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,05			0,05		0,000278	0,0000618	0,001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1			4	4,99706263	55,27466469	55,2746647
2902	Взвешенные частицы	0,15	0,5	0,15		3	0,0223	0,2313	1,542
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)	0,05	0,15	0,05		3	0,36	0,01296	0,2592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1		3	1,71396	13,8162137	138,162137
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,04			0,04		0,011	0,114	2,85
ВСЕГО:							71,531006795	524,171935389	5127,764711

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – 77,956896897 г/с, 156,991848896 т/год.
- ✓ 2027 год – 71,579970296 г/с, 163,263701889 т/год.
- ✓ 2028 год – 97,163963199 г/с, 506,228637393 т/год.
- ✓ 2029 год – 90,818266598 г/с, 513,775704891 т/год.
- ✓ 2030 год – 57,156013593 г/с, 483,587646385 т/год.

❖ **2 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – 112,147689902 г/с, 205,001447902 т/год.
- ✓ 2027 год – 85,608883498 г/с, 194,311336894 т/год.
- ✓ 2028 год – 111,386346401 г/с, 542,919309402 т/год.
- ✓ 2029 год – 98,347223199 г/с, 544,736781398 т/год.
- ✓ 2030 год – 71,531006795 г/с, 524,171935389 т/год.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от технологического оборудования в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование. Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья. Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего существующего и проектируемого технологического оборудования на территории месторождения Бурбайтал будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мұнай» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении Бурбайтал. В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Бурбайтал в 3 квартал 2025 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

Диоксид азота	0,04 мг/м ³ ;
Сажа	0,01 мг/м ³ ;
Метан	1,01 мг/м ³ ;

Оксид углерода 1,08 мг/м³;

Углеводороды C₆-C₁₀ 0,05 мг/м³;

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 10000 x 10000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м. Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 1 варианта разработки месторождения на 2029 год, данный год характеризуется максимальными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу за рассматриваемый 5-ти летний период разработки.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.8.1.3.1.

Таблица 1.8.1.3.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Бурбайтал

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0123	Железо (II, III) оксиды	0,4	-	Расчет нецелесообразен	
0143	Марганец и его соединения	0,1	-	0,021	0,0025
0301	Азота диоксид	0,2	-	4,364	0,856
0304	Азот оксид	0,4	-	0,338	0,053
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	0,508	0,118
0330	Сера диоксид	0,5	-	0,654	0,101
0333	Сероводород	0,008	-	2,632	0,046
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,385	0,242
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	-	Расчет нецелесообразен	
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,511	0,0091
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	0,316	0,0071
0602	Бензол	0,3	-	0,411	0,0070
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,194	0,0033
0621	Метилбензол	0,6	-	0,129	0,0022
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,00001	-	0,158	0,019
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	-	0,186	0,030
2735	Масло минеральное нефтяное	0,05	-	Расчет нецелесообразен	
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉)	1	-	0,317	0,050
2902	Взвешенные частицы	0,5	-	Расчет нецелесообразен	
2907	Пыль неорганическая, в %: более 70	0,15	-	0,329	0,039
2908	Пыль неорганическая, в %: 70-20	0,3	-	0,784	0,092
2930	Пыль абразивная	0,04	-	0,038	0,0044
-	Группа суммации 0330 + 0333	-	-	2,643	0,115
-	Группа суммации 0301 + 0330	-	-	5,018	0,958
-	Группа суммации 0330 + 0342	-	-	0,656	0,102
-	Группа суммации 0333 + 1325	-	-	2,644	0,054
-	Группа суммации 2902 + 2907 + 2908 + 2930	-	-	0,578	0,068

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при рассматриваемой системе сбора в период разработки месторождения, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Месторождение Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» относится к I классу согласно санитарной классификации с санитарно-защитной зоной не менее 1000 метров (Санитарно-эпидемиологическое заключение № KZ53VBZ00065446 от 29.05.2025 года к Проекту обоснования установленного размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для ТОО «Аскер Мунай»). (Санитарно-эпидемиологическое заключение представлено в Приложении 6 Отчета).

Таким образом, размер санитарно-защитной зоны для месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» составляет 1000 метров.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 *«Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».*

В данном отчете по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 м., превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено, следовательно, принятый размер СЗЗ не требует уточнения и корректировки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 4.

1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

Предварительные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК.

Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве предварительных и ориентировочных нормативов эмиссий, которые не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Более точные нормативы эмиссий выбросов вредных веществ будут представлены в рамках «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов ТОО «Аскер Мунай» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» по 1 варианту разработки (рекомендуемый) на 2026-2030 гг. представлены в таблицах 1.8.1.4.1 – 1.8.1.4.1.5.

Таблица 1.8.1.4.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» на 2026 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9
1	2							
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,01375	0,0007425	0,01375	0,0007425	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0055	0,000297	0,0055	0,000297	2026
Итого:	-	-	-	0,01925	0,0010395	0,01925	0,0010395	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01925	0,0010395	0,01925	0,0010395	2026
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,001528	0,000083	0,001528	0,000083	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0006112	0,000033	0,0006112	0,000033	2026
Итого:	-	-	-	0,0021392	0,000116	0,0021392	0,000116	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0021392	0,000116	0,0021392	0,000116	2026
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00121	0,03821	0,00121	0,03821	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00121	0,03821	0,00121	0,03821	2026
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,10987	2,5112	0,10987	2,5112	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,2304	5,088	0,2304	5,088	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,54613	10,624	0,54613	10,624	2026
Итого:	-	-	-	0,88882	18,29962	0,88882	18,29962	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	10,37589334	6,9328	10,37589334	6,9328	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	4,150357336	2,77312	4,150357336	2,77312	2026
Итого:	-	-	-	14,52625068	9,70592	14,52625068	9,70592	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	15,41507068	28,00554	15,41507068	28,00554	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0002	0,00621	0,0002	0,00621	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0002	0,00621	0,0002	0,00621	2026
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01785	0,40807	0,01785	0,40807	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,03744	0,8268	0,03744	0,8268	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08875	1,7264	0,08875	1,7264	2026
Итого:	-	-	-	0,14444	2,97369	0,14444	2,97369	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	1,68608266	1,12658	1,68608266	1,12658	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,674433064	0,450632	0,674433064	0,450632	2026
Итого:	-	-	-	2,360515724	1,577212	2,360515724	1,577212	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,504955724	4,550902	2,504955724	4,550902	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,00933	0,219	0,00933	0,219	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,015	0,318	0,015	0,318	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,03556	0,664	0,03556	0,664	2026
Итого:	-	-	-	0,05989	1,2010	0,05989	1,2010	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,482944015	0,323850715	0,482944015	0,323850715	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,193177606	0,129540286	0,193177606	0,129540286	2026
Итого:	-	-	-	0,676121621	0,453391001	0,676121621	0,453391001	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,736011621	1,654391001	0,736011621	1,654391001	2026
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01467	0,3285	0,01467	0,3285	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,036	0,795	0,036	0,795	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08533	1,66	0,08533	1,66	2026
Итого:	-	-	-	0,136	2,7835	0,136	2,7835	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	4,07431646	3,377962	4,07431646	3,377962	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	1,629726584	1,3511848	1,629726584	1,3511848	2026
Итого:	-	-	-	5,704043044	4,7291468	5,704043044	4,7291468	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,840043044	7,5126468	5,840043044	7,5126468	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								



Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0009	0,00047	0,0009	0,00047	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0009	0,00047	0,0009	0,00047	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0009	0,00047	0,0009	0,00047	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2026
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,000122	0,000007	0,000122	0,000007	2026
Итого:	-	-	-	0,013622	0,001489	0,013622	0,001489	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2026
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2026
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2026
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00003	0,00095	0,00003	0,00095	2026
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2026
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2026
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2026
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2026
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000036	0,000038	0,000036	0,000038	2026
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,00014462	0,0001246	0,00014462	0,0001246	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,000057848	0,00004984	0,000057848	0,00004984	2026
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026



Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2026
Итого:	-	-	-	0,003016468	0,01465244	0,003016468	0,01465244	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,016638468	0,01614144	0,016638468	0,01614144	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00548	0,17283	0,00548	0,17283	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00548	0,17283	0,00548	0,17283	2026
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,096	2,19	0,096	2,19	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,186	4,134	0,186	4,134	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,44089	8,632	0,44089	8,632	2026
Итого:	-	-	-	0,73385	15,30166	0,73385	15,30166	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	10,51825977	8,545682	10,51825977	8,545682	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	4,207303908	3,4182728	4,207303908	3,4182728	2026
Итого:	-	-	-	14,72556368	11,9639548	14,72556368	11,9639548	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	15,45941	27,26561	15,45941	27,26561	2026
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,0005555	0,00003	0,0005555	0,00003	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0002222	0,000012	0,0002222	0,000012	2026
Итого:	-	-	-	0,0007777	0,000042	0,0007777	0,000042	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0007777	0,000042	0,0007777	0,000042	2026
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00548	0,17283	0,00548	0,17283	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00548	0,17283	0,00548	0,17283	2026
Итого:	-	-	-	0,01096	0,34566	0,01096	0,34566	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01096	0,34566	0,01096	0,34566	2026



(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	1,09245	0,56738	1,09245	0,56738	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	1,09245	0,56738	1,09245	0,56738	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	1,09245	0,56738	1,09245	0,56738	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2026
Итого:	-	-	-	16,38675	1,78326	16,38675	1,78326	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0942	2,97076	0,0942	2,97076	2026
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2026
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2026
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,03623	1,14255	0,03623	1,14255	2026
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2026
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2026
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2026
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2026
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0435	0,0458	0,0435	0,0458	2026
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,63252821	1,19807153	0,63252821	1,19807153	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,253011284	0,47922861	0,253011284	0,47922861	2026
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026



Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2026
Итого:	-	-	-	5,042689494	45,33221014	5,042689494	45,33221014	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	21,42943949	47,11547014	21,42943949	47,11547014	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,40405	0,20985	0,40405	0,20985	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,40405	0,20985	0,40405	0,20985	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,40405	0,20985	0,40405	0,20985	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2026
Итого:	-	-	-	6,06075	0,65955	6,06075	0,65955	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,01251	0,39442	0,01251	0,39442	2026
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2026
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2026
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,0134	0,42258	0,0134	0,42258	2026
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2026
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2026
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2026
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2026
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0161	0,0169	0,0161	0,0169	2026
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026



Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2026
Итого:	-	-	-	1,23019	6,45316	1,23019	6,45316	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	7,29094	7,11271	7,29094	7,11271	2026
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00528	0,00274	0,00528	0,00274	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00528	0,00274	0,00528	0,00274	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00528	0,00274	0,00528	0,00274	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2026
Итого:	-	-	-	0,0792	0,00858	0,0792	0,00858	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00016	0,00515	0,00016	0,00515	2026
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2026
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2026
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00018	0,00552	0,00018	0,00552	2026
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2026
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2026
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2026
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2026
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,00021	0,00022	0,00021	0,00022	2026
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026



Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2026
Итого:	-	-	-	0,01609	0,08421	0,01609	0,08421	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,09529	0,09279	0,09529	0,09279	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00166	0,00086	0,00166	0,00086	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00166	0,00086	0,00166	0,00086	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00166	0,00086	0,00166	0,00086	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2026
Итого:	-	-	-	0,0249	0,0027	0,0249	0,0027	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00005	0,00162	0,00005	0,00162	2026
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,000055	0,00173	0,000055	0,00173	2026
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2026
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2026



Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2026
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2026
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000066	0,00007	0,000066	0,00007	2026
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2026
Итого:	-	-	-	0,005091	0,026416	0,005091	0,026416	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,029991	0,029116	0,029991	0,029116	2026
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00332	0,00172	0,00332	0,00172	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00332	0,00172	0,00332	0,00172	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00332	0,00172	0,00332	0,00172	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2026
Итого:	-	-	-	0,0498	0,0054	0,0498	0,0054	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,00324	0,0001	0,00324	2026
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2026



Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2026
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00011	0,00347	0,00011	0,00347	2026
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2026
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2026
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2026
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2026
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000132	0,000139	0,000132	0,000139	2026
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2026
Итого:	-	-	-	0,010062	0,052983	0,010062	0,052983	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,059862	0,058383	0,059862	0,058383	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,0000002	0,00000402	0,0000002	0,00000402	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0000004	0,0000087	0,0000004	0,0000087	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,0000009	0,0000183	0,0000009	0,0000183	2026
Итого:		-	-	0,0000015	0,00003102	0,0000015	0,00003102	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,00001154	0,000010045	0,00001154	0,000010045	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,000004616	0,000004018	0,000004616	0,000004018	2026
Итого:		-	-	0,000016156	0,000014063	0,000016156	0,000014063	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,000017656	0,000045083	0,000017656	0,000045083	2026
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,002	0,0438	0,002	0,0438	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0036	0,0795	0,0036	0,0795	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,00853	0,166	0,00853	0,166	2026



Итого:	-	-	-	0,01413	0,2893	0,01413	0,2893	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,11563826	0,071751445	0,11563826	0,071751445	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,046255304	0,028700578	0,046255304	0,028700578	2026
Итого:	-	-	-	0,161893564	0,100452023	0,161893564	0,100452023	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,176023564	0,389752023	0,176023564	0,389752023	2026
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,000278	0,0000618	0,000278	0,0000618	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0001112	0,00002472	0,0001112	0,00002472	2026
Итого:	-	-	-	0,0003892	0,00008652	0,0003892	0,00008652	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0003892	0,00008652	0,0003892	0,00008652	2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,048	1,095	0,048	1,095	2026
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,087	1,908	0,087	1,908	2026
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,20622	3,984	0,20622	3,984	2026
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,04343	0,00233	0,04343	0,00233	2026
Итого:	-	-	-	0,38465	6,98933	0,38465	6,98933	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	3,94574263	4,047334685	3,94574263	4,047334685	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	1,578297052	1,618933874	1,578297052	1,618933874	2026
Итого:	-	-	-	5,524039682	5,666268559	5,524039682	5,666268559	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,908689682	12,65559856	5,908689682	12,65559856	2026
(2902) Взвешенные частицы								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,0223	0,2313	0,0223	0,2313	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,00892	0,09252	0,00892	0,09252	2026
Итого:	-	-	-	0,03122	0,32382	0,03122	0,32382	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,03122	0,32382	0,03122	0,32382	2026



(2907) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,36	0,01296	0,36	0,01296	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,144	0,005184	0,144	0,005184	2026
Итого:	-	-	-	0,504	0,018144	0,504	0,018144	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,504	0,018144	0,504	0,018144	2026
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	1,71396	13,8162137	1,71396	13,8162137	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,685584	5,526485478	0,685584	5,526485478	2026
Итого:	-	-	-	2,399544	19,34269917	2,399544	19,34269917	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,399544	19,34269917	2,399544	19,34269917	2026
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,011	0,114	0,011	0,114	2026
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0044	0,0456	0,0044	0,0456	2026
Итого:	-	-	-	0,0154	0,1596	0,0154	0,1596	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0154	0,1596	0,0154	0,1596	2026
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	77,9568969	156,9918489	77,9568969	156,9918489	
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	24,99859369	50,98631088	24,99859369	50,98631088	
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,00077568	0,02446184	0,00077568	0,02446184	2026
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000252096	0,0079501	0,000252096	0,0079501	2026
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,000126048	0,00397505	0,000126048	0,00397505	2026
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000040966	0,001291891	0,000040966	0,001291891	2026



(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0006464	0,02038487	0,0006464	0,02038487	2026
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00021008	0,006625083	0,00021008	0,006625083	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,006464	0,203848704	0,006464	0,203848704	2026
Факел низкого давления	0019	-	-	0,0021008	0,066250829	0,0021008	0,066250829	2026
(0410) Метан								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0001616	0,005096218	0,0001616	0,005096218	2026
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00005252	0,001656271	0,00005252	0,001656271	2026
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	52,95830321	106,005538	52,95830321	106,005538	

Таблица 1.8.1.4.2 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» на 2027 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2027 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,011	0,000594	0,011	0,000594	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0055	0,000297	0,0055	0,000297	2027
Итого:	-	-	-	0,0165	0,000891	0,0165	0,000891	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0165	0,000891	0,0165	0,000891	2027
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,0012224	0,000066	0,0012224	0,000066	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0006112	0,000033	0,0006112	0,000033	2027
Итого:	-	-	-	0,0018336	0,000099	0,0018336	0,000099	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0018336	0,000099	0,0018336	0,000099	2027
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00392	0,12374	0,00392	0,12374	2027
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00392	0,12374	0,00392	0,12374	2027
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,10987	2,5112	0,10987	2,5112	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,2304	5,088	0,2304	5,088	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,54613	10,624	0,54613	10,624	2027
Итого:	-	-	-	0,89424	18,47068	0,89424	18,47068	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	8,300714672	5,54624	8,300714672	5,54624	2027



Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	4,150357336	2,77312	4,150357336	2,77312	2027
Итого:	-	-	-	12,45107201	8,31936	12,45107201	8,31936	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	13,34531201	26,79004	13,34531201	26,79004	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00064	0,02011	0,00064	0,02011	2027
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00064	0,02011	0,00064	0,02011	2027
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01785	0,40807	0,01785	0,40807	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,03744	0,8268	0,03744	0,8268	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08875	1,7264	0,08875	1,7264	2027
Итого:	-	-	-	0,14532	3,00149	0,14532	3,00149	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	1,348866128	0,901264	1,348866128	0,901264	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,674433064	0,450632	0,674433064	0,450632	2027
Итого:	-	-	-	2,023299192	1,351896	2,023299192	1,351896	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,168619192	4,353386	2,168619192	4,353386	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,00933	0,219	0,00933	0,219	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,015	0,318	0,015	0,318	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,03556	0,664	0,03556	0,664	2027
Итого:	-	-	-	0,05989	1,2010	0,05989	1,2010	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,386355212	0,259080572	0,386355212	0,259080572	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,193177606	0,129540286	0,193177606	0,129540286	2027
Итого:	-	-	-	0,579532818	0,388620858	0,579532818	0,388620858	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,639422818	1,589620858	0,639422818	1,589620858	2027
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01467	0,3285	0,01467	0,3285	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,036	0,795	0,036	0,795	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08533	1,66	0,08533	1,66	2027
Итого:	-	-	-	0,136	2,7835	0,136	2,7835	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации	6010	-	-	3,259453168	2,7023696	3,259453168	2,7023696	2027



скважин								
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	1,629726584	1,3511848	1,629726584	1,3511848	2027
Итого:	-	-	-	4,889179752	4,0535544	4,889179752	4,0535544	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,025179752	6,8370544	5,025179752	6,8370544	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0009	0,000693	0,0009	0,000693	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0009	0,000693	0,0009	0,000693	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0009	0,000693	0,0009	0,000693	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2027
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,000122	0,000007	0,000122	0,000007	2027
Итого:	-	-	-	0,013622	0,002158	0,013622	0,002158	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00003	0,00095	0,00003	0,00095	2027
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2027
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2027
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2027
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2027
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000036	0,000071	0,000036	0,000071	2027
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,000115696	0,00009968	0,000115696	0,00009968	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,000057848	0,00004984	0,000057848	0,00004984	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027



Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Итого:	-	-	-	0,003107544	0,01786052	0,003107544	0,01786052	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,016729544	0,02001852	0,016729544	0,02001852	2027
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00986	0,311	0,00986	0,311	2027
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00986	0,311	0,00986	0,311	2027
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,096	2,19	0,096	2,19	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,186	4,134	0,186	4,134	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,44089	8,632	0,44089	8,632	2027
Итого:	-	-	-	0,74261	15,57800	0,74261	15,57800	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	8,414607816	6,8365456	8,414607816	6,8365456	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	4,207303908	3,4182728	4,207303908	3,4182728	2027
Итого:	-	-	-	12,62191172	10,2548184	12,62191172	10,2548184	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	13,36452	25,83282	13,36452	25,83282	2027
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,0004444	0,000024	0,0004444	0,000024	2027



Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0002222	0,000012	0,0002222	0,000012	2027
Итого:	-	-	-	0,0006666	0,000036	0,0006666	0,000036	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0006666	0,000036	0,0006666	0,000036	2027
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00986	0,311	0,00986	0,311	2027
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00986	0,311	0,00986	0,311	2027
Итого:	-	-	-	0,01972	0,622	0,01972	0,622	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01972	0,622	0,01972	0,622	2027
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	1,09245	0,83734	1,09245	0,83734	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	1,09245	0,83734	1,09245	0,83734	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	1,09245	0,83734	1,09245	0,83734	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2027
Итого:	-	-	-	16,38675	2,59314	16,38675	2,59314	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0942	2,97076	0,0942	2,97076	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,03623	1,14255	0,03623	1,14255	2027
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2027
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2027
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2027
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2027



Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0435	0,0861	0,0435	0,0861	2027
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,506022568	0,95845722	0,506022568	0,95845722	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,253011284	0,47922861	0,253011284	0,47922861	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Итого:	-	-	-	5,259583852	55,96281583	5,259583852	55,96281583	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	21,64633385	58,55595583	21,64633385	58,55595583	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,40405	0,3097	0,40405	0,3097	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,40405	0,3097	0,40405	0,3097	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,40405	0,3097	0,40405	0,3097	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027



Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2027
Итого:	-	-	-	6,06075	0,9591	6,06075	0,9591	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,01251	0,39442	0,01251	0,39442	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,0134	0,42258	0,0134	0,42258	2027
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2027
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2027
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2027
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2027
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0161	0,0318	0,0161	0,0318	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Итого:	-	-	-	1,27575	7,90542	1,27575	7,90542	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	7,3365	8,86452	7,3365	8,86452	2027
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00528	0,00404	0,00528	0,00404	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00528	0,00404	0,00528	0,00404	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00528	0,00404	0,00528	0,00404	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027



Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2027
Итого:	-	-	-	0,0792	0,01248	0,0792	0,01248	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00016	0,00515	0,00016	0,00515	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00018	0,00552	0,00018	0,00552	2027
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2027
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2027
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2027
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2027
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,00021	0,00042	0,00021	0,00042	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Итого:	-	-	-	0,01669	0,10317	0,01669	0,10317	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,09589	0,11565	0,09589	0,11565	2027
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00166	0,00127	0,00166	0,00127	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00166	0,00127	0,00166	0,00127	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00166	0,00127	0,00166	0,00127	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2027
Итого:	-	-	-	0,0249	0,00393	0,0249	0,00393	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00005	0,00162	0,00005	0,00162	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,000055	0,00173	0,000055	0,00173	2027
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2027
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2027
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2027
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2027
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000066	0,000131	0,000066	0,000131	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027



Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Итого:	-	-	-	0,005291	0,032357	0,005291	0,032357	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,030191	0,036287	0,030191	0,036287	2027
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00332	0,00254	0,00332	0,00254	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00332	0,00254	0,00332	0,00254	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00332	0,00254	0,00332	0,00254	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2027
Итого:	-	-	-	0,0498	0,00786	0,0498	0,00786	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,00324	0,0001	0,00324	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00011	0,00347	0,00011	0,00347	2027
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2027
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2027
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2027
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2027
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000132	0,000261	0,000132	0,000261	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027



Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Итого:	-	-	-	0,010422	0,064905	0,010422	0,064905	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,060222	0,072765	0,060222	0,072765	2027
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,0000002	0,00000402	0,0000002	0,00000402	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0000004	0,0000087	0,0000004	0,0000087	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,0000009	0,0000183	0,0000009	0,0000183	2027
Итого:	-	-	-	0,0000015	0,00003102	0,0000015	0,00003102	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,000009232	0,000008036	0,000009232	0,000008036	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,000004616	0,000004018	0,000004616	0,000004018	2027
Итого:	-	-	-	0,000013848	0,000012054	0,000013848	0,000012054	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000015348	0,000043074	0,000015348	0,000043074	2027
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,002	0,0438	0,002	0,0438	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0036	0,0795	0,0036	0,0795	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,00853	0,166	0,00853	0,166	2027
Итого:	-	-	-	0,01413	0,2893	0,01413	0,2893	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,092510608	0,057401156	0,092510608	0,057401156	2027
Площадка строительства разведочных	6011	-	-	0,046255304	0,028700578	0,046255304	0,028700578	2027



скважин								
Итого:	-	-	-	0,138765912	0,086101734	0,138765912	0,086101734	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,152895912	0,375401734	0,152895912	0,375401734	2027
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,0002224	0,00004944	0,0002224	0,00004944	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0001112	0,00002472	0,0001112	0,00002472	2027
Итого:	-	-	-	0,0003336	0,00007416	0,0003336	0,00007416	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0003336	0,00007416	0,0003336	0,00007416	2027
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,048	1,095	0,048	1,095	2027
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,087	1,908	0,087	1,908	2027
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,20622	3,984	0,20622	3,984	2027
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,04343	0,00233	0,04343	0,00233	2027
Итого:	-	-	-	0,38465	6,98933	0,38465	6,98933	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	3,156594104	3,237867748	3,156594104	3,237867748	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	1,578297052	1,618933874	1,578297052	1,618933874	2027
Итого:	-	-	-	4,734891156	4,856801622	4,734891156	4,856801622	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,119541156	11,84613162	5,119541156	11,84613162	2027
(2902) Взвешенные частицы								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,01784	0,18504	0,01784	0,18504	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,00892	0,09252	0,00892	0,09252	2027
Итого:	-	-	-	0,02676	0,27756	0,02676	0,27756	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02676	0,27756	0,02676	0,27756	2027
(2907) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)								



Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,288	0,010368	0,288	0,010368	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,144	0,005184	0,144	0,005184	2027
Итого:	-	-	-	0,432	0,015552	0,432	0,015552	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,432	0,015552	0,432	0,015552	2027
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент.)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	1,371168	11,05297096	1,371168	11,05297096	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,685584	5,526485478	0,685584	5,526485478	2027
Итого:	-	-	-	2,056752	16,57945644	2,056752	16,57945644	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,056752	16,57945644	2,056752	16,57945644	2027
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6010	-	-	0,0088	0,0912	0,0088	0,0912	2027
Площадка строительства разведочных скважин	6011	-	-	0,0044	0,0456	0,0044	0,0456	2027
Итого:	-	-	-	0,0132	0,1368	0,0132	0,1368	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0132	0,1368	0,0132	0,1368	2027
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	71,5799703	163,2637019	71,5799703	163,2637019	
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	25,02241369	52,85553988	25,02241369	52,85553988	
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,00077568	0,02446184	0,00077568	0,02446184	2027
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000252096	0,0079501	0,000252096	0,0079501	2027
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								



Факел высокого давления	0018	-	-	0,000126048	0,00397505	0,000126048	0,00397505	2027
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000040966	0,001291891	0,000040966	0,001291891	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0006464	0,02038487	0,0006464	0,02038487	2027
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00021008	0,006625083	0,00021008	0,006625083	2027
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,006464	0,203848704	0,006464	0,203848704	2027
Факел низкого давления	0019	-	-	0,0021008	0,066250829	0,0021008	0,066250829	2027
(0410) Метан								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0001616	0,005096218	0,0001616	0,005096218	2027
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00005252	0,001656271	0,00005252	0,001656271	2027
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	46,55755661	110,40816201	46,55755661	110,40816201	

Таблица 1.8.1.4.3 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» на 2028 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2028 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,01925	0,0010395	0,01925	0,0010395	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0055	0,000297	0,0055	0,000297	2028
Итого:		-	-	0,02475	0,0013365	0,02475	0,0013365	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,02475	0,0013365	0,02475	0,0013365	2028
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0021392	0,0001155	0,0021392	0,0001155	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0006112	0,000033	0,0006112	0,000033	2028
Итого:		-	-	0,0027504	0,0001485	0,0027504	0,0001485	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0027504	0,0001485	0,0027504	0,0001485	2028
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00508	0,1602	0,00508	0,1602	2028
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00508	0,1602	0,00508	0,1602	2028
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,10987	2,5112	0,10987	2,5112	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,2304	5,088	0,2304	5,088	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,54613	10,624	0,54613	10,624	2028
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	1,86667	123,8664	1,86667	123,8664	2028
Итого:		-	-	2,76323	142,4100	2,76323	142,4100	



Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	14,52625068	9,70592	14,52625068	9,70592	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	4,150357336	2,77312	4,150357336	2,77312	2028
Итого:		-	-	18,67660801	12,47904	18,67660801	12,47904	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	21,43983801	154,889040	21,43983801	154,889040	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00083	0,02603	0,00083	0,02603	2028
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00083	0,02603	0,00083	0,02603	2028
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01785	0,40807	0,01785	0,40807	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,03744	0,8268	0,03744	0,8268	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08875	1,7264	0,08875	1,7264	2028
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,30333	20,12829	0,30333	20,12829	2028
Итого:		-	-	0,44903	23,14162	0,44903	23,14162	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	2,360515724	1,577212	2,360515724	1,577212	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,674433064	0,450632	0,674433064	0,450632	2028
Итого:		-	-	3,034948788	2,027844	3,034948788	2,027844	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,483978788	25,169464	3,483978788	25,169464	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,00933	0,219	0,00933	0,219	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,015	0,318	0,015	0,318	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,03556	0,664	0,03556	0,664	2028
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,09722	6,6357	0,09722	6,6357	2028
Итого:		-	-	0,15711	7,8367	0,15711	7,8367	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,676121621	0,453391001	0,676121621	0,453391001	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,193177606	0,129540286	0,193177606	0,129540286	2028
Итого:		-	-	0,869299227	0,582931287	0,869299227	0,582931287	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,026409227	8,419631287	1,026409227	8,419631287	2028
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								



Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01467	0,3285	0,01467	0,3285	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,036	0,795	0,036	0,795	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08533	1,66	0,08533	1,66	2028
Итого:		-	-	0,136	2,7835	0,136	2,7835	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	5,704043044	4,7291468	5,704043044	4,7291468	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	1,629726584	1,3511848	1,629726584	1,3511848	2028
Итого:		-	-	7,333769628	6,0803316	7,333769628	6,0803316	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	7,469769628	8,8638316	7,469769628	8,8638316	2028
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0009	0,001	0,0009	0,001	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0009	0,001	0,0009	0,001	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0009	0,001	0,0009	0,001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2028
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,000122	0,000007	0,000122	0,000007	2028
Итого:		-	-	0,013622	0,003079	0,013622	0,003079	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2028
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2028
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2028
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00003	0,00095	0,00003	0,00095	2028
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2028
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2028
Дренажная емкость нефтеналивной	6007	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2028



эстакады								
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2028
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000036	0,000102	0,000036	0,000102	2028
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,000202468	0,00017444	0,000202468	0,00017444	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,000057848	0,00004984	0,000057848	0,00004984	2028
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2028
Итого:		-	-	0,003254316	0,01956628	0,003254316	0,01956628	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,016876316	0,02264528	0,016876316	0,02264528	2028
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2028
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2028
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,096	2,19	0,096	2,19	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,186	4,134	0,186	4,134	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,44089	8,632	0,44089	8,632	2028
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	1,47222	97,3236	1,47222	97,3236	2028
Итого:		-	-	2,21755	112,98734	2,21755	112,98734	
Неорганизованные источники								



Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	14,72556368	11,9639548	14,72556368	11,9639548	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	4,207303908	3,4182728	4,207303908	3,4182728	2028
Итого:		-	-	18,93286759	15,3822276	18,93286759	15,3822276	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	21,15041759	128,3695676	21,15041759	128,3695676	2028
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0007777	0,000042	0,0007777	0,000042	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0002222	0,000012	0,0002222	0,000012	2028
Итого:		-	-	0,0009999	0,000054	0,0009999	0,000054	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0009999	0,000054	0,0009999	0,000054	2028
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2028
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2028
Итого:		-	-	0,02244	0,70774	0,02244	0,70774	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,02244	0,70774	0,02244	0,70774	2028
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	1,09245	1,20824	1,09245	1,20824	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	1,09245	1,20824	1,09245	1,20824	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	1,09245	1,20824	1,09245	1,20824	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028



Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2028
Итого:		-	-	16,38675	3,70584	16,38675	3,70584	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0942	2,97076	0,0942	2,97076	2028
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2028
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2028
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,03623	1,14255	0,03623	1,14255	2028
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2028
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2028
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2028
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2028
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0435	0,1235	0,0435	0,1235	2028
Площадка газосборного пункта	6010	-	-	0,06039	1,90435	0,06039	1,90435	2028
Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)	6011	-	-	0,08631	2,72186	0,08631	2,72186	2028
Площадка установки фракционирования (УФ)	6012	-	-	0,10357	3,26623	0,10357	3,26623	2028
Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)	6013	-	-	0,01723	0,54343	0,01723	0,54343	2028
Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	6014	-	-	0,04309	0,38785	0,04309	0,38785	2028
Площадка компрессорной станции	6015	-	-	0,04309	1,35904	0,04309	1,35904	2028
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,885539494	1,677300135	0,885539494	1,677300135	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,253011284	0,47922861	0,253011284	0,47922861	2028
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028



Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2028
Площадка газовой скважины	6038	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2028
Площадка газовой скважины	6039	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2028
Площадка газовой скважины	6040	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2028
Площадка газовой скважины	6041	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2028
Итого:		-	-	6,384680778	79,26049875	6,384680778	79,26049875	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	22,77143078	82,96633875	22,77143078	82,96633875	2028
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,40405	0,44688	0,40405	0,44688	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,40405	0,44688	0,40405	0,44688	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,40405	0,44688	0,40405	0,44688	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2028
Итого:		-	-	6,06075	1,37064	6,06075	1,37064	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,01251	0,39442	0,01251	0,39442	2028
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2028
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2028
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,0134	0,42258	0,0134	0,42258	2028
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2028
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2028



Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2028
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2028
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0161	0,0457	0,0161	0,0457	2028
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2028
Итого:		-	-	1,29853	8,638	1,29853	8,638	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	7,35928	10,00864	7,35928	10,00864	2028
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00528	0,00584	0,00528	0,00584	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00528	0,00584	0,00528	0,00584	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00528	0,00584	0,00528	0,00584	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028



Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2028
Итого:		-	-	0,0792	0,01788	0,0792	0,01788	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00016	0,00515	0,00016	0,00515	2028
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2028
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2028
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00018	0,00552	0,00018	0,00552	2028
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2028
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2028
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2028
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2028
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,00021	0,0006	0,00021	0,0006	2028
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2028
Итого:		-	-	0,01699	0,11273	0,01699	0,11273	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,09619	0,13061	0,09619	0,13061	2028
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00166	0,00183	0,00166	0,00183	2028



Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00166	0,00183	0,00166	0,00183	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00166	0,00183	0,00166	0,00183	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2028
Итого:		-	-	0,0249	0,00561	0,0249	0,00561	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00005	0,00162	0,00005	0,00162	2028
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2028
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2028
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,000055	0,00173	0,000055	0,00173	2028
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2028
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2028
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2028
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2028
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000066	0,000187	0,000066	0,000187	2028
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028



Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2028
Итого:		-	-	0,005391	0,035353	0,005391	0,035353	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,030291	0,040963	0,030291	0,040963	2028
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00332	0,00367	0,00332	0,00367	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00332	0,00367	0,00332	0,00367	2028
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00332	0,00367	0,00332	0,00367	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2028
Итого:		-	-	0,0498	0,01125	0,0498	0,01125	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,00324	0,0001	0,00324	2028
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2028
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2028
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00011	0,00347	0,00011	0,00347	2028
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2028
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2028
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2028
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2028
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000132	0,000375	0,000132	0,000375	2028
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028



Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2028
Итого:		-	-	0,010602	0,070919	0,010602	0,070919	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,060402	0,082169	0,060402	0,082169	2028
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,0000002	0,00000402	0,0000002	0,00000402	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0000004	0,0000087	0,0000004	0,0000087	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,0000009	0,0000183	0,0000009	0,0000183	2028
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,0000031	0,000199	0,0000031	0,000199	2028
Итого:		-	-	0,0000046	0,00023002	0,0000046	0,00023002	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,000016156	0,000014063	0,000016156	0,000014063	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,000004616	0,000004018	0,000004616	0,000004018	2028
Итого:		-	-	0,000020772	0,000018081	0,000020772	0,000018081	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,000025372	0,000248101	0,000025372	0,000248101	2028
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,002	0,0438	0,002	0,0438	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0036	0,0795	0,0036	0,0795	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,00853	0,166	0,00853	0,166	2028



Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,02778	1,76952	0,02778	1,76952	2028
Итого:		-	-	0,04191	2,05882	0,04191	2,05882	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,161893564	0,100452023	0,161893564	0,100452023	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,046255304	0,028700578	0,046255304	0,028700578	2028
Итого:		-	-	0,208148868	0,129152601	0,208148868	0,129152601	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,250058868	2,187972601	0,250058868	2,187972601	2028
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0003892	0,00008652	0,0003892	0,00008652	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0001112	0,00002472	0,0001112	0,00002472	2028
Итого:		-	-	0,0005004	0,00011124	0,0005004	0,00011124	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0005004	0,00011124	0,0005004	0,00011124	2028
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,048	1,095	0,048	1,095	2028
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,087	1,908	0,087	1,908	2028
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,20622	3,984	0,20622	3,984	2028
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,04343	0,00233	0,04343	0,00233	2028
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,66667	44,238	0,66667	44,238	2028
Итого:		-	-	1,05132	51,22733	1,05132	51,22733	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	5,524039682	5,666268559	5,524039682	5,666268559	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	1,578297052	1,618933874	1,578297052	1,618933874	2028
Итого:		-	-	7,102336734	7,285202433	7,102336734	7,285202433	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	8,153656734	58,51253243	8,153656734	58,51253243	2028
(2902) Взвешенные частицы								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-



Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,03122	0,32382	0,03122	0,32382	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,00892	0,09252	0,00892	0,09252	2028
Итого:		-	-	0,04014	0,41634	0,04014	0,41634	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,04014	0,41634	0,04014	0,41634	2028
(2907) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,504	0,018144	0,504	0,018144	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,144	0,005184	0,144	0,005184	2028
Итого:		-	-	0,648	0,023328	0,648	0,023328	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,648	0,023328	0,648	0,023328	2028
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	2,399544	19,34269917	2,399544	19,34269917	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,685584	5,526485478	0,685584	5,526485478	2028
Итого:		-	-	3,085128	24,86918465	3,085128	24,86918465	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,085128	24,86918465	3,085128	24,86918465	2028
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0154	0,1596	0,0154	0,1596	2028
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0044	0,0456	0,0044	0,0456	2028
Итого:		-	-	0,0198	0,2052	0,0198	0,2052	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0198	0,2052	0,0198	0,2052	2028



ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	97,16396321	506,2286374	97,16396321	506,2286374	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		29,46444679	348,60911988	29,46444679	348,60911988	29,46444679	348,60911988	
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,00077568	0,02446184	0,00077568	0,02446184	2028
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000252096	0,0079501	0,000252096	0,0079501	2028
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,000126048	0,00397505	0,000126048	0,00397505	2028
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000040966	0,001291891	0,000040966	0,001291891	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0006464	0,02038487	0,0006464	0,02038487	2028
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00021008	0,006625083	0,00021008	0,006625083	2028
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,006464	0,203848704	0,006464	0,203848704	2028
Факел низкого давления	0019	-	-	0,0021008	0,066250829	0,0021008	0,066250829	2028
(0410) Метан								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0001616	0,005096218	0,0001616	0,005096218	2028
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00005252	0,001656271	0,00005252	0,001656271	2028
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	67,69951642	157,6195175	67,69951642	157,6195175	

Таблица 1.8.1.4.4 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» на 2029 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2029 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,01375	0,0007425	0,01375	0,0007425	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,00825	0,0004455	0,00825	0,0004455	2029
Итого:	-	-	-	0,022	0,001188	0,022	0,001188	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,022	0,001188	0,022	0,001188	2029
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,001528	0,0000825	0,001528	0,0000825	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0009168	0,0000495	0,0009168	0,0000495	2029
Итого:	-	-	-	0,0024448	0,000132	0,0024448	0,000132	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0024448	0,000132	0,0024448	0,000132	2029
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00508	0,1602	0,00508	0,1602	2029
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00508	0,1602	0,00508	0,1602	2029
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,10987	2,5112	0,10987	2,5112	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,2304	5,088	0,2304	5,088	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,54613	10,624	0,54613	10,624	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	1,86667	123,8664	1,86667	123,8664	2029
Итого:	-	-	-	2,76323	142,4100	2,76323	142,4100	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации	6016	-	-	10,37589334	6,9328	10,37589334	6,9328	2029



скважин								
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	6,225536004	4,15968	6,225536004	4,15968	2029
Итого:	-	-	-	16,60142934	11,09248	16,60142934	11,09248	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	19,36466	153,50248	19,36466	153,50248	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00083	0,02603	0,00083	0,02603	2029
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00083	0,02603	0,00083	0,02603	2029
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01785	0,40807	0,01785	0,40807	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,03744	0,8268	0,03744	0,8268	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08875	1,7264	0,08875	1,7264	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,30333	20,12829	0,30333	20,12829	2029
Итого:	-	-	-	0,44903	23,14162	0,44903	23,14162	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	1,68608266	1,12658	1,68608266	1,12658	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	1,011649596	0,675948	1,011649596	0,675948	2029
Итого:	-	-	-	2,697732256	1,802528	2,697732256	1,802528	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,146762256	24,944148	3,146762256	24,944148	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,00933	0,219	0,00933	0,219	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,015	0,318	0,015	0,318	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,03556	0,664	0,03556	0,664	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,09722	6,6357	0,09722	6,6357	2029
Итого:	-	-	-	0,15711	7,8367	0,15711	7,8367	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,482944015	0,323850715	0,482944015	0,323850715	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,289766409	0,194310429	0,289766409	0,194310429	2029
Итого:	-	-	-	0,772710424	0,518161144	0,772710424	0,518161144	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,929820424	8,354861144	0,929820424	8,354861144	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01467	0,3285	0,01467	0,3285	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,036	0,795	0,036	0,795	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08533	1,66	0,08533	1,66	2029



Итого:	-	-	-	0,136	2,7835	0,136	2,7835	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	4,07431646	3,377962	4,07431646	3,377962	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	2,444589876	2,0267772	2,444589876	2,0267772	2029
Итого:	-	-	-	6,518906336	5,4047392	6,518906336	5,4047392	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,654906336	8,1882392	6,654906336	8,1882392	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0009	0,001284	0,0009	0,001284	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0009	0,001284	0,0009	0,001284	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0009	0,001284	0,0009	0,001284	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2029
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,000122	0,000007	0,000122	0,000007	2029
Итого:	-	-	-	0,013622	0,003931	0,013622	0,003931	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2029
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2029
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2029
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00003	0,00095	0,00003	0,00095	2029
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2029
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2029
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2029
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2029
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000036	0,000131	0,000036	0,000131	2029
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,00014462	0,0001246	0,00014462	0,0001246	2029
Площадка строительства разведочных	6017	-	-	0,000086772	0,00007476	0,000086772	0,00007476	2029



скважин								
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2029
Итого:	-	-	-	0,003345392	0,02277036	0,003345392	0,02277036	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,016967392	0,02670136	0,016967392	0,02670136	2029
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2029
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2029
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,096	2,19	0,096	2,19	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,186	4,134	0,186	4,134	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,44089	8,632	0,44089	8,632	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	1,47222	97,3236	1,47222	97,3236	2029
Итого:	-	-	-	2,21755	112,98734	2,21755	112,98734	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	10,51825977	8,545682	10,51825977	8,545682	2029
Площадка строительства разведочных	6017	-	-	6,310955862	5,1274092	6,310955862	5,1274092	2029



скважин								
Итого:	-	-	-	16,82921563	13,6730912	16,82921563	13,6730912	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	19,04676563	126,6604312	19,04676563	126,6604312	2029
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0005555	0,00003	0,0005555	0,00003	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0003333	0,000018	0,0003333	0,000018	2029
Итого:	-	-	-	0,0008888	0,000048	0,0008888	0,000048	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0008888	0,000048	0,0008888	0,000048	2029
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2029
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2029
Итого:	-	-	-	0,02244	0,70774	0,02244	0,70774	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02244	0,70774	0,02244	0,70774	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	1,09245	1,55039	1,09245	1,55039	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	1,09245	1,55039	1,09245	1,55039	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	1,09245	1,55039	1,09245	1,55039	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2029



Итого:	-	-	-	16,38675	4,73229	16,38675	4,73229	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0942	2,97076	0,0942	2,97076	2029
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2029
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2029
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,03623	1,14255	0,03623	1,14255	2029
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2029
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2029
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2029
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2029
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0435	0,158	0,0435	0,158	2029
Площадка газосборного пункта	6010	-	-	0,06039	1,90435	0,06039	1,90435	2029
Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)	6011	-	-	0,08631	2,72186	0,08631	2,72186	2029
Площадка установки фракционирования (УФ)	6012	-	-	0,10357	3,26623	0,10357	3,26623	2029
Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)	6013	-	-	0,01723	0,54343	0,01723	0,54343	2029
Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	6014	-	-	0,04309	0,38785	0,04309	0,38785	2029
Площадка компрессорной станции	6015	-	-	0,04309	1,35904	0,04309	1,35904	2029
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,63252821	1,198071525	0,63252821	1,198071525	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,379516926	0,718842915	0,379516926	0,718842915	2029
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029



Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2029
Площадка газовой скважины	6042	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2029
Площадка газовой скважины	6043	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2029
Площадка газовой скважины	6044	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2029
Площадка газовой скважины	6045	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2029
Площадка газовой скважины	6046	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2029
Итого:	-	-	-	6,656625136	91,62123444	6,656625136	91,62123444	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	23,04337514	96,35352444	23,04337514	96,35352444	2029
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,40405	0,57343	0,40405	0,57343	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,40405	0,57343	0,40405	0,57343	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,40405	0,57343	0,40405	0,57343	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2029
Итого:	-	-	-	6,06075	1,75029	6,06075	1,75029	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,01251	0,39442	0,01251	0,39442	2029
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2029
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2029
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,0134	0,42258	0,0134	0,42258	2029
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2029
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2029



Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2029
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2029
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0161	0,0584	0,0161	0,0584	2029
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2029
Итого:	-	-	-	1,34409	10,08806	1,34409	10,08806	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	7,40484	11,83835	7,40484	11,83835	2029
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00528	0,00749	0,00528	0,00749	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00528	0,00749	0,00528	0,00749	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00528	0,00749	0,00528	0,00749	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029



Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2029
Итого:	-	-	-	0,0792	0,02283	0,0792	0,02283	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00016	0,00515	0,00016	0,00515	2029
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2029
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2029
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00018	0,00552	0,00018	0,00552	2029
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2029
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2029
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2029
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2029
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,00021	0,00076	0,00021	0,00076	2029
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029



Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2029
Итого:	-	-	-	0,01759	0,13165	0,01759	0,13165	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,09679	0,15448	0,09679	0,15448	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00166	0,00235	0,00166	0,00235	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00166	0,00235	0,00166	0,00235	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00166	0,00235	0,00166	0,00235	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2029
Итого:	-	-	-	0,0249	0,00717	0,0249	0,00717	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00005	0,00162	0,00005	0,00162	2029
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2029
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2029
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,000055	0,00173	0,000055	0,00173	2029
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2029
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2029
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2029
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2029
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000066	0,00024	0,000066	0,00024	2029
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029



Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2029
Итого:	-	-	-	0,005591	0,041286	0,005591	0,041286	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,030491	0,048456	0,030491	0,048456	2029
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00332	0,00471	0,00332	0,00471	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00332	0,00471	0,00332	0,00471	2029
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00332	0,00471	0,00332	0,00471	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2029
Итого:	-	-	-	0,0498	0,01437	0,0498	0,01437	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,00324	0,0001	0,00324	2029
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2029
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2029
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00011	0,00347	0,00011	0,00347	2029



Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2029
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2029
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2029
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2029
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000132	0,00048	0,000132	0,00048	2029
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2029
Итого:	-	-	-	0,010962	0,082824	0,010962	0,082824	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,060762	0,097194	0,060762	0,097194	2029
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,0000002	0,00000402	0,0000002	0,00000402	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0000004	0,0000087	0,0000004	0,0000087	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,0000009	0,0000183	0,0000009	0,0000183	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,0000031	0,000199	0,0000031	0,000199	2029
Итого:	-	-	-	0,0000046	0,00023002	0,0000046	0,00023002	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации	6016	-	-	0,00001154	0,000010045	0,00001154	0,000010045	2029



скважин								
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,000006924	0,000006027	0,000006924	0,000006027	2029
Итого:	-	-	-	0,000018464	0,000016072	0,000018464	0,000016072	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000023064	0,000246092	0,000023064	0,000246092	2029
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,002	0,0438	0,002	0,0438	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0036	0,0795	0,0036	0,0795	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,00853	0,166	0,00853	0,166	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,02778	1,76952	0,02778	1,76952	2029
Итого:	-	-	-	0,04191	2,05882	0,04191	2,05882	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,11563826	0,071751445	0,11563826	0,071751445	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,069382956	0,043050867	0,069382956	0,043050867	2029
Итого:	-	-	-	0,185021216	0,114802312	0,185021216	0,114802312	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,226931216	2,173622312	0,226931216	2,173622312	2029
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,000278	0,0000618	0,000278	0,0000618	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0001668	0,00003708	0,0001668	0,00003708	2029
Итого:	-	-	-	0,0004448	0,00009888	0,0004448	0,00009888	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0004448	0,00009888	0,0004448	0,00009888	2029
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,048	1,095	0,048	1,095	2029
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,087	1,908	0,087	1,908	2029
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,20622	3,984	0,20622	3,984	2029
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,04343	0,00233	0,04343	0,00233	2029
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,66667	44,238	0,66667	44,238	2029
Итого:	-	-	-	1,05132	51,22733	1,05132	51,22733	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации	6016	-	-	3,94574263	4,047334685	3,94574263	4,047334685	2029



скважин								
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	2,367445578	2,428400811	2,367445578	2,428400811	2029
Итого:	-	-	-	6,313188208	6,475735496	6,313188208	6,475735496	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	7,364508208	57,7030655	7,364508208	57,7030655	2029
(2902) Взвешенные частицы								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0223	0,2313	0,0223	0,2313	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,01338	0,13878	0,01338	0,13878	2029
Итого:	-	-	-	0,03568	0,37008	0,03568	0,37008	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,03568	0,37008	0,03568	0,37008	2029
(2907) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,36	0,01296	0,36	0,01296	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,216	0,007776	0,216	0,007776	2029
Итого:	-	-	-	0,576	0,020736	0,576	0,020736	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,576	0,020736	0,576	0,020736	2029
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	1,71396	13,8162137	1,71396	13,8162137	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	1,028376	8,289728218	1,028376	8,289728218	2029
Итого:	-	-	-	2,742336	22,10594191	2,742336	22,10594191	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,742336	22,10594191	2,742336	22,10594191	2029
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)								
Организованные источники								



Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,011	0,114	0,011	0,114	2029
Площадка строительства разведочных скважин	6017	-	-	0,0066	0,0684	0,0066	0,0684	2029
Итого:	-	-	-	0,0176	0,1824	0,0176	0,1824	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0176	0,1824	0,0176	0,1824	2029
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	90,8182666	513,7757049	90,8182666	513,7757049	
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	29,46444679	350,0257019	29,46444679	350,0257019	
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,00077568	0,02446184	0,00077568	0,02446184	2029
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000252096	0,0079501	0,000252096	0,0079501	2029
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,000126048	0,00397505	0,000126048	0,00397505	2029
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000040966	0,001291891	0,000040966	0,001291891	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0006464	0,02038487	0,0006464	0,02038487	2029
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00021008	0,006625083	0,00021008	0,006625083	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,006464	0,203848704	0,006464	0,203848704	2029
Факел низкого давления	0019	-	-	0,0021008	0,066250829	0,0021008	0,066250829	2029
(0410) Метан								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0001616	0,005096218	0,0001616	0,005096218	2029
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00005252	0,001656271	0,00005252	0,001656271	2029
Итого по неорганизованным источникам:	-	-	-	61,35381981	163,750003	61,35381981	163,750003	

Таблица 1.8.1.4.5 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» на 2030 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2030 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,00825	0,0004455	0,00825	0,0004455	2030
Итого:	-	-	-	0,00825	0,0004455	0,00825	0,0004455	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00825	0,0004455	0,00825	0,0004455	2030
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0009168	0,0000495	0,0009168	0,0000495	2030
Итого:	-	-	-	0,0009168	0,0000495	0,0009168	0,0000495	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0009168	0,0000495	0,0009168	0,0000495	2030
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00508	0,1602	0,00508	0,1602	2030
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00508	0,1602	0,00508	0,1602	2030
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,10987	2,5112	0,10987	2,5112	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,2304	5,088	0,2304	5,088	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,54613	10,624	0,54613	10,624	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	1,86667	123,8664	1,86667	123,8664	2030
Итого:	-	-	-	2,76323	142,41000	2,76323	142,41000	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	6,225536004	4,15968	6,225536004	4,15968	2030
Итого:	-	-	-	6,225536004	4,15968	6,225536004	4,15968	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	8,988766	146,569680	8,988766	146,569680	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								



Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00083	0,02603	0,00083	0,02603	2030
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,00083	0,02603	0,00083	0,02603	2030
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01785	0,40807	0,01785	0,40807	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,03744	0,8268	0,03744	0,8268	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08875	1,7264	0,08875	1,7264	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,30333	20,12829	0,30333	20,12829	2030
Итого:	-	-	-	0,44903	23,14162	0,44903	23,14162	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	1,011649596	0,675948	1,011649596	0,675948	2030
Итого:	-	-	-	1,011649596	0,675948	1,011649596	0,675948	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,460679596	23,8175680	1,460679596	23,8175680	2030
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,00933	0,219	0,00933	0,219	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,015	0,318	0,015	0,318	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,03556	0,664	0,03556	0,664	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,09722	6,6357	0,09722	6,6357	2030
Итого:	-	-	-	0,15711	7,8367	0,15711	7,8367	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,289766409	0,194310429	0,289766409	0,194310429	2030
Итого:	-	-	-	0,289766409	0,194310429	0,289766409	0,194310429	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,446876409	8,031010429	0,446876409	8,031010429	2030
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,01467	0,3285	0,01467	0,3285	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,036	0,795	0,036	0,795	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,08533	1,66	0,08533	1,66	2030
Итого:	-	-	-	0,136	2,7835	0,136	2,7835	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	2,444589876	2,0267772	2,444589876	2,0267772	2030
Итого:	-	-	-	2,444589876	2,0267772	2,444589876	2,0267772	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,580589876	4,8102772	2,580589876	4,8102772	2030
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0009	0,001358	0,0009	0,001358	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0009	0,001358	0,0009	0,001358	2030



Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0009	0,001358	0,0009	0,001358	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,0009	0,000006	0,0009	0,000006	2030
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,000122	0,000007	0,000122	0,000007	2030
Итого:	-	-	-	0,013622	0,004153	0,013622	0,004153	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2030
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2030
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2030
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00003	0,00095	0,00003	0,00095	2030
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2030
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2030
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00023	0,000002	0,00023	0,000002	2030
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,0009	0,000003	0,0009	0,000003	2030
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000036	0,000138	0,000036	0,000138	2030
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,000086772	0,00007476	0,000086772	0,00007476	2030
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030



Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6042	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Площадка нефтяной скважины	6043	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2030
Итого:	-	-	-	0,003290772	0,02505276	0,003290772	0,02505276	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,016912772	0,02920576	0,016912772	0,02920576	2030
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2030
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2030
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,096	2,19	0,096	2,19	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,186	4,134	0,186	4,134	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,44089	8,632	0,44089	8,632	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	1,47222	97,3236	1,47222	97,3236	2030
Итого:	-	-	-	2,21755	112,98734	2,21755	112,98734	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	6,310955862	5,1274092	6,310955862	5,1274092	2030
Итого:	-	-	-	6,310955862	5,1274092	6,310955862	5,1274092	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	8,528505862	118,1147492	8,528505862	118,1147492	2030
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0003333	0,000018	0,0003333	0,000018	2030
Итого:	-	-	-	0,0003333	0,000018	0,0003333	0,000018	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0003333	0,000018	0,0003333	0,000018	2030
(0410) Метан								



Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2030
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,01122	0,35387	0,01122	0,35387	2030
Итого:	-	-	-	0,02244	0,70774	0,02244	0,70774	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02244	0,70774	0,02244	0,70774	2030
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	1,09245	1,63952	1,09245	1,63952	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	1,09245	1,63952	1,09245	1,63952	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	1,09245	1,63952	1,09245	1,63952	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	1,09245	0,00676	1,09245	0,00676	2030
Итого:	-	-	-	16,38675	4,99968	16,38675	4,99968	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0942	2,97076	0,0942	2,97076	2030
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2030
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0251	0,79	0,0251	0,79	2030
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,03623	1,14255	0,03623	1,14255	2030
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2030
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2030
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,27311	0,00216	0,27311	0,00216	2030
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	1,09245	0,00338	1,09245	0,00338	2030
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0435	0,1669	0,0435	0,1669	2030
Площадка газосборного пункта	6010	-	-	0,06039	1,90435	0,06039	1,90435	2030
Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)	6011	-	-	0,08631	2,72186	0,08631	2,72186	2030
Площадка установки фракционирования (УФ)	6012	-	-	0,10357	3,26623	0,10357	3,26623	2030



Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)	6013	-	-	0,01723	0,54343	0,01723	0,54343	2030
Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	6014	-	-	0,04309	0,38785	0,04309	0,38785	2030
Площадка компрессорной станции	6015	-	-	0,04309	1,35904	0,04309	1,35904	2030
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,379516926	0,718842915	0,379516926	0,718842915	2030
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6042	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка нефтяной скважины	6043	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2030
Площадка газовой скважины	6044	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2030
Площадка газовой скважины	6045	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2030
Площадка газовой скважины	6046	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2030
Площадка газовой скважины	6047	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2030
Площадка газовой скважины	6048	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2030
Итого:	-	-	-	6,281646926	98,55450292	6,281646926	98,55450292	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	22,66839693	103,5541829	22,66839693	103,5541829	2030
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,40405	0,60639	0,40405	0,60639	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,40405	0,60639	0,40405	0,60639	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,40405	0,60639	0,40405	0,60639	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,40405	0,0025	0,40405	0,0025	2030
Итого:	-	-	-	6,06075	1,84917	6,06075	1,84917	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,01251	0,39442	0,01251	0,39442	2030
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2030
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0093	0,2922	0,0093	0,2922	2030
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,0134	0,42258	0,0134	0,42258	2030
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2030
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2030
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,10101	0,0008	0,10101	0,0008	2030
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,40405	0,00125	0,40405	0,00125	2030
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,0161	0,0617	0,0161	0,0617	2030
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030



Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6042	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Площадка нефтяной скважины	6043	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2030
Итого:	-	-	-	1,37826	11,16938	1,37826	11,16938	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	7,43901	13,01855	7,43901	13,01855	2030
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00528	0,00792	0,00528	0,00792	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00528	0,00792	0,00528	0,00792	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00528	0,00792	0,00528	0,00792	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00528	0,00003	0,00528	0,00003	2030
Итого:	-	-	-	0,0792	0,02412	0,0792	0,02412	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00016	0,00515	0,00016	0,00515	2030
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2030
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038	2030



Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00018	0,00552	0,00018	0,00552	2030
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2030
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2030
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00132	0,00001	0,00132	0,00001	2030
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00528	0,00002	0,00528	0,00002	2030
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,00021	0,00081	0,00021	0,00081	2030
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6042	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Площадка нефтяной скважины	6043	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2030
Итого:	-	-	-	0,01804	0,14577	0,01804	0,14577	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,09724	0,16989	0,09724	0,16989	2030
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00166	0,00249	0,00166	0,00249	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00166	0,00249	0,00166	0,00249	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00166	0,00249	0,00166	0,00249	2030



Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00166	0,00001	0,00166	0,00001	2030
Итого:	-	-	-	0,0249	0,00759	0,0249	0,00759	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00005	0,00162	0,00005	0,00162	2030
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2030
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2030
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,000055	0,00173	0,000055	0,00173	2030
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2030
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2030
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00041	0,000003	0,00041	0,000003	2030
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00166	0,000005	0,00166	0,000005	2030
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000066	0,000253	0,000066	0,000253	2030
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030



Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6042	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Площадка нефтяной скважины	6043	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2030
Итого:	-	-	-	0,005741	0,045709	0,005741	0,045709	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,030641	0,053299	0,030641	0,053299	2030
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00332	0,00498	0,00332	0,00498	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00332	0,00498	0,00332	0,00498	2030
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,00332	0,00498	0,00332	0,00498	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Резервуар для нефти V-50 м3	0017	-	-	0,00332	0,00002	0,00332	0,00002	2030
Итого:	-	-	-	0,0498	0,01518	0,0498	0,01518	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,00324	0,0001	0,00324	2030
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2030
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00008	0,0024	0,00008	0,0024	2030
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00011	0,00347	0,00011	0,00347	2030
Дренажная емкость АГЗУ	6005	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2030
Дренажная емкость нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2030
Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00083	0,000007	0,00083	0,000007	2030
Дренажная емкость для слива нефти	6008	-	-	0,00332	0,00001	0,00332	0,00001	2030
Нефтеналивная эстакада	6009	-	-	0,000132	0,000507	0,000132	0,000507	2030



Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6037	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6038	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6039	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6040	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6041	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6042	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Площадка нефтяной скважины	6043	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2030
Итого:	-	-	-	0,011232	0,091701	0,011232	0,091701	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,061032	0,106881	0,061032	0,106881	2030
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,0000002	0,00000402	0,0000002	0,00000402	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0000004	0,0000087	0,0000004	0,0000087	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,0000009	0,0000183	0,0000009	0,0000183	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,0000031	0,000199	0,0000031	0,000199	2030
Итого:	-	-	-	0,0000046	0,00023002	0,0000046	0,00023002	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,000006924	0,000006027	0,000006924	0,000006027	2030
Итого:	-	-	-	0,000006924	0,000006027	0,000006924	0,000006027	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000011524	0,000236047	0,000011524	0,000236047	2030
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,002	0,0438	0,002	0,0438	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,0036	0,0795	0,0036	0,0795	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,00853	0,166	0,00853	0,166	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,02778	1,76952	0,02778	1,76952	2030
Итого:	-	-	-	0,04191	2,05882	0,04191	2,05882	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,069382956	0,043050867	0,069382956	0,043050867	2030
Итого:	-	-	-	0,069382956	0,043050867	0,069382956	0,043050867	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,111292956	2,101870867	0,111292956	2,101870867	2030
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0001668	0,00003708	0,0001668	0,00003708	2030
Итого:	-	-	-	0,0001668	0,00003708	0,0001668	0,00003708	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0001668	0,00003708	0,0001668	0,00003708	2030
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	-	-	0,048	1,095	0,048	1,095	2030
Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150	0021	-	-	0,087	1,908	0,087	1,908	2030
Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	-	-	0,20622	3,984	0,20622	3,984	2030
Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	-	-	0,04343	0,00233	0,04343	0,00233	2030
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	-	-	0,66667	44,238	0,66667	44,238	2030
Итого:	-	-	-	1,05132	51,22733	1,05132	51,22733	
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	2,367445578	2,428400811	2,367445578	2,428400811	2030
Итого:	-	-	-	2,367445578	2,428400811	2,367445578	2,428400811	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,418765578	53,65573081	3,418765578	53,65573081	2030
(2902) Взвешенные частицы								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								



Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,01338	0,13878	0,01338	0,13878	2030
Итого:	-	-	-	0,01338	0,13878	0,01338	0,13878	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01338	0,13878	0,01338	0,13878	2030
(2907) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,216	0,007776	0,216	0,007776	2030
Итого:	-	-	-	0,216	0,007776	0,216	0,007776	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,216	0,007776	0,216	0,007776	2030
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	1,028376	8,289728218	1,028376	8,289728218	2030
Итого:	-	-	-	1,028376	8,289728218	1,028376	8,289728218	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,028376	8,289728218	1,028376	8,289728218	2030
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	-	-	0,0066	0,0684	0,0066	0,0684	2030
Итого:	-	-	-	0,0066	0,0684	0,0066	0,0684	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0066	0,0684	0,0066	0,0684	2030
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	57,15601359	483,5876464	57,15601359	483,5876464	
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	29,46444679	350,3947139	29,46444679	350,3947139	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,00077568	0,02446184	0,00077568	0,02446184	2030
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000252096	0,0079501	0,000252096	0,0079501	2030
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,000126048	0,00397505	0,000126048	0,00397505	2030
Факел низкого давления	0019	-	-	0,000040966	0,001291891	0,000040966	0,001291891	2030



(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0006464	0,02038487	0,0006464	0,02038487	2030
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00021008	0,006625083	0,00021008	0,006625083	2030
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,006464	0,203848704	0,006464	0,203848704	2030
Факел низкого давления	0019	-	-	0,0021008	0,066250829	0,0021008	0,066250829	2030
(0410) Метан								
Факел высокого давления	0018	-	-	0,0001616	0,005096218	0,0001616	0,005096218	2030
Факел низкого давления	0019	-	-	0,00005252	0,001656271	0,00005252	0,001656271	2030
Итого по неорганизованным источникам:				27,6915668	133,1929325	27,6915668	133,1929325	

1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-**

27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;

- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха. Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Бурбайтал ведутся согласно утвержденной Программы производственного экологического контроля.

Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять на существующем уровне – один раз в квартал.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

Контролируемые показатели на границе СЗЗ и на территории месторождения: азота диоксид, углерод черный (сажа), метан, углерод оксид, углеводороды предельные C_6-C_{10} .

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДК_{м.р.}) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляются в соответствии с утвержденными в РК стандартами.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных отчетах по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программ производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод

1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Водоснабжение

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Аскер Мунай» не имеет.

Поставка воды, в том числе для пожаротушения для объектов месторождения Бурбайтал контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» будет осуществляться на основании договора между ТОО «Аскер Мунай» и ТОО «Курмангазы су Арнасы» с насосной станции по наполнению вододой села Курмангазы.

Бутилированная питьевая вода будет доставляться автотранспортом из города Атырау.

Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 №551.

Качество воды для работающего персонала должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, из которых по мере накопления стоки будут регулярно откачиваться и вывозиться специальным автотранспортом на договорной основе со специализированной организацией.

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении выполнено на основании рекомендаций:

- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственно-бытовые нужды – 0,12 м³/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м³ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м³ на 1 кг сухого белья;
- норма потребления воды на питьевые нужды - 2 литра или 0,002 м³ на человека в смену (бутилированная вода) согласно пункта 111 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;
- количество работающего персонала – 55 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения Бурбайтал надсолевое на период разработки представлены в таблице 1.8.2.1.1.

Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Питьевые нужды	1 работающий	55	0,002	0,11	40,2	Безвозвратная вода	
Хоз-бытовые нужды	1 житель	55	0,12	6,6	2409,0	6,6	2409,0
Столовая	4 условных блюда в сутки	55	0,012	2,64	963,6	2,64	963,6
Прачечная	1 кг сухого белья	55	0,04	2,2	803,0	2,2	803,0
Итого:				11,55	4215,75	11,44	4175,60
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,5775	210,7875	0,5720	208,780
Всего:				12,128	4426,538	12,012	4384,38

Примечание: Вода для питьевых нужд (бутилированная вода) после использования рабочим персоналом будет являться безвозвратной водой.

В рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины, приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным Разделом охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 м на надсолевые отложения» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ31VCZ03812903 от 30.12.2024 года) составят **793 м³**, из них: *для хозяйственно-бытовых нужд – 108 м³, для технических нужд – 685 м³*.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.2.1.2.

Таблица 1.8.2.1.2 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при буровых операциях на месторождении Бурбайтал надсолевое

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения, консервации, ед.	Доразведка скважин, ед.	Водопотребление, м ³ *	Водоотведение, м ³ *
1 вариант разработки - рекомендуемый				
2026	5	2	5551,0	5551,0
2027	4	2	4758,0	4758,0
2028	7	2	7137,0	7137,0
2029	5	3	6344,0	6344,0
2030	3	-	2379,0	2379,0
2 вариант разработки				
2026	10	2	9516,0	9516,0
2027	6	2	6344,0	6344,0
2028	9	2	8723,0	8723,0
2029	6	3	7137,0	7137,0
3030	5	-	3965,0	3965,0

Примечание: * - Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении скважин приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Раздел охраны окружающей среды к Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 м на надсолевые отложения» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ31VCZ03812903 от 30.12.2024 года)

** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.2, 1.5.3.4, 1.5.3.5, 1.5.3.6)

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве проектируемых скважин будут определены в Технических проектах на строительство скважин на месторождении с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения

загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды. Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. 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. Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод. Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных

площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Бурбайтал надсолевое присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли. Поступающие с поверхности земли загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при

изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам. В целях определения влияния производственной деятельности на контрактной территории месторождения на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственных объектов компании. Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить их пригодность для решения задач охраны подземных вод. Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих водозаборных скважин и колодцев. Периодичность контроля - 1 раз в квартал.

Мониторинг должен осуществляться с привлечением аккредитованных лабораторий. Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

В последующем, при осуществлении производственной деятельности на территории месторождения для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности. Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтегазоконденсатных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , Na^+K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+});

- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия необходимо осуществлять согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов контрактной территории ТОО «Аскер Мунай».

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Всего по месторождению выделено 16 продуктивных горизонтов (пластов) в надсолевых и подсолевых отложениях, из них 11 горизонтов в надсолевых:

- в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай)
- в альбских отложениях A-I, A-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратюбе);
- в отложениях неокома K_{1n} (на восточном крыле купола Жамбай)
- в триасовых отложениях - T-I, T-III, T-V, T-VI, T-VII, T-VIII, T-IX (на северном крыле), из них горизонты N, K_{1n}, T-III, T-V, T-VI – газовые, остальные нефтяные.

По данным интерпретация данных сейсморазведки 3Д в совокупности со всем промыслово-геофизическим материалом по пробуренным скважинам в 2022 году был составлен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.10.2022г., запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом.

В целом по надсолевому комплексу месторождения Бурбайтал:

нефти:

геологические по категории C₁- 2623 тыс. т., извлекаемые – 684 тыс. т;

геологические по категории C₂ – 2601 тыс. т., извлекаемые – 510 тыс. т;

растворенного газа:

геологические по категории C₁ – 46 млн. м³, извлекаемые - 13 млн. м³;

геологические по категории C₂ – 47 млн. м³, извлекаемые – 8 млн. м³;

свободного газа:

геологические по категории C₁ – 1170 млн. м³, извлекаемые – 843 млн. м³;

геологические по категории C₂ – 735 млн. м³, извлекаемые – 530 млн. м³;

Таблица 1.8.3.1.1 – Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Нач.запасы растворенного газа, млн.м ³	
							Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный						Геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
А-I	ЮЗ	ЧН	C ₁	567	5,3	3005	0,31	0,71	0,967	0,883	565	0,147	83	13,15	7	1
		ВН	C ₁	462	3,6	1663	0,31	0,71	0,967	0,883	313	0,147	46	13,15	4	1
		ЧН	C ₂	253	2,9	734	0,31	0,71	0,967	0,883	138	0,11	15	13,15	2	0
		ВН	C ₂	696	2,1	1462	0,31	0,71	0,967	0,883	275	0,141	30	13,15	4	0
	Итого по ЮЗ крылу		C ₁	1029	4,5	4668					877		129		11	2
			C ₂	949	2,3	2196					413		45		6	0
	СВ	ЧН	C ₁	619	7,9	4890	0,30	0,66	0,967	0,883	827	0,283	234	13,15	11	3
		ЧН	C ₂	506	8	4048	0,30	0,66	0,967	0,883	684	0,212	145	13,15	9	2
		ВН	C ₂	579	3,7	2142	0,30	0,66	0,967	0,883	362	0,212	77	13,15	5	1
	Итого по СВ крылу		C ₁	619	7,9	4890					827		234		11	3
			C ₂	1085	5,7	6190					1047		222		14	3
	Каратобе	ЧН	C ₂	110	4,3	473	0,31	0,74	0,967	0,883	93	0,11	10	13,15	1	0
		ВН	C ₂	233	3,4	792	0,31	0,74	0,967	0,883	155	0,11	17	13,15	2	0
	Итого по Каратобе		C ₂								248		27		3	0
Итого по А-I горизонту:			C ₁							1704		363		22	5	
			C ₂							1708		294		23	3	
А-II	ЮЗ	ВН	C ₂	298	0,7	209	0,26	0,56	0,967	0,883	26	0,11	3	13,15	0	0
	Итого по ЮЗ		C ₂							26		3		0	0	
	СВ	ЧН	C ₁	638	6,9	4402	0,27	0,57	0,967	0,883	578	0,313	181	13,15	8	2
		ЧН	C ₂	523	4	2092	0,27	0,57	0,967	0,883	275	0,235	65	13,15	4	1
		ВН	C ₂	199	2	398	0,27	0,57	0,967	0,883	52	0,235	12	13,15	1	0
	Итого по СВ крылу		C ₁							578		181		8	2	
			C ₂						327		77		5	1		
	Каратобе	ЧН	C ₂	161	3,2	515	0,30	0,63	0,967	0,883	83	0,235	20	13,15	1	0
		ВН	C ₂	323	2,5	808	0,30	0,63	0,967	0,883	130	0,235	31	13,15	2	0
Итого по К-бе		C ₂							213		51		3	0		
Итого по А-II горизонту:			C ₁						578		181		8	2		
			C ₂					566		131		8	1			
Итого по альбу			C ₁						2282		544		30	7		
			C ₂					2274		425		31	4			
Т-I	Бурбайтал	ЧН	C ₁	34	7,5	255	0,22	0,47	0,885	0,811	19	0,417	8	49,04	1	0
		ВН	C ₁	69	3,7	255	0,22	0,47	0,885	0,811	19	0,417	8	49,04	1	0
Итого по Т-I г-ту:			C ₁							38		16		2	0	

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Т-VII	Бурбайтал	ЧН	C ₁	335	2,7	905	0,17	0,44	0,885	0,806	48	0,413	20	49,04	2	1
		ЧН	C ₂	284	2,7	767	0,17	0,44	0,885	0,806	41	0,164	7	49,04	2	0
		ВН	C ₁	14	1,4	20	0,17	0,44	0,885	0,806	1	0,413	0	49,04	0	0
		ВН	C ₂	6	1,4	8	0,17	0,44	0,885	0,806	0,4	0,164	0	49,04	0	0
Итого по Т-VII горизонту:			C ₁								49		20		2	1
			C ₂									41		7		2
Т-VIII	Бурбайтал	ЧН	C ₁	335	10	3350	0,18	0,58	0,885	0,806	249	0,409	102	49,04	12	5
		ЧН	C ₂	284	10	2840	0,18	0,58	0,885	0,806	211	0,307	65	49,04	10	3
		ВН	C ₁	14	5	70	0,18	0,58	0,885	0,806	5	0,409	2	49,04	0	0
		ВН	C ₂	6	5	30	0,18	0,58	0,885	0,806	2	0,307	1	49,04	0	0
Итого по Т-VIII горизонту:			C ₁								254		104		12	5
			C ₂									213		66		10
Т-IX	Бурбайтал	ЧН	C ₂	619	1,9	1176	0,16	0,54	0,885	0,806	72	0,164	12	49,04	4	1
		ВН	C ₂	20	1	20	0,16	0,54	0,885	0,806	1	0,164	0	49,04	0	0
Итого по Т-IX г-ту:			C ₂								73		12		4	1
Итого по триасу Бурбайтал:			C ₁								341		140		16	6
			C ₂								327		85		16	4
Итого по альбу и триасу Каратобе-Бурбайтал:			C ₁								2623		684		46	13
			C ₂								2601		510		47	8

Таблица 1.8.3.1.2 – Подсчет геологических и извлекаемых запасов свободного газа месторождения Бурбайтал

Гори зонт	Блок	Зона	Кате гория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневз- вешенная газонасы- щенная толщина, м	Объем газонасы- щенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.		Пластовое давление		Поправка на температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариота		Коэфф. перевода техн.атм. в физ.	Геоло- гические запасы газа, млн.м ³	Коэффи- циент извлече- ния газа, доли. ед.	Извлека- емые запасы газа, млн.м ³	
							Открытой пористости	Газонасы щенности	Начальное	Конечное		Начальная	Конечная					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Q+N	Жамбай	ЧГ	C ₂	21375	3	64125	0,28	0,8	8	1	0,956	1,15	1	0,97	109	0,72	79	
Итого по Q+N			C ₂												109		79	
А-I	ЮЗ	ГН	C ₂	574	2	1148	0,28	0,57	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	11	0,72	8	
	Итого по ЮЗ		C ₂													11		8
	Грабен	ЧГ	C ₁	210	5,9	1239	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	17	0,72	12	
		ВГ	C ₁	568	4	2272	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	32	0,72	23	
		ЧГ	C ₂	43	6,3	271	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	4	0,72	3	
		ВГ	C ₂	136	3,6	490	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	7	0,72	5	
	Итого по грабену		C ₁													49		35
			C ₂														11	
	Итого по А-I горизонту:			C ₁												49		35
C ₂																	22	
А-II	ЮЗ	ГН	C ₁	36	0,8	29	0,26	0,6	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	0	0,72	0	
Итого по А-II горизонту:															0		0	
Итого по альбу			C ₁												49		35	
			C ₂													22		16
К _{1п}	Жамбай	ЧГ	C ₂	21375	2	42750	0,28	0,8	50	1	0,956	1,15	1	0,97	502	0,72	361	
Итого по К _{1п}			C ₂												502		361	
Т-III	Бурбайтал	ЧГ	C ₁	16	3,1	50	0,25	0,38	166,8	1	0,896	1,16	1	0,97	1	0,72	1	
		ВГ	C ₁	143	1,6	229	0,25	0,38	166,8	1	0,896	1,16	1	0,97	4	0,72	3	
Итого по Т-III			C ₁												5		4	
Т-V	Бурбайтал	ЧГ	C ₁	665	1,8	1197	0,23	0,72	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	32	0,72	23	
		ЧГ	C ₂	470	1,7	799	0,23	0,72	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	21	0,72	15	
Итого по Т-V			C ₁												32		23	
			C ₂													21		15
Т-VI	Бурбайтал	ЧГ	C ₁	1504	23,8	35795	0,25	0,66	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	958	0,72	690	
		ВГ	C ₁	413	11,4	4708	0,25	0,66	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	126	0,72	91	
		ЧГ	C ₂	498	6,1	3038	0,25	0,66	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	81	0,72	59	
Итого по Т-VI			C ₁												1084		781	
			C ₂													81		59
Итого по триасу			C ₁												1121		808	
			C ₂													102		74
Итого по надсоли:			C ₁												1170		843	
			C ₂													735		530

1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична. Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрислоевые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозийного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межслоевых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при разработке нефтегазовых месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным

отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду при выполнении принятых проектных и природоохранных решений можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **высокая** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения газа, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения

водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с длительной эксплуатацией месторождения, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;

- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными

потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние работ на почвенный покров можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.

- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Сеть стационарных постов (пункты мониторинга почв) на месторождении должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Отбор проб и изучение состояния почв проводятся согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями действующими на территории Республики Казахстан.

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на территории месторождения охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

1.8.5 Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что месторождение находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение

ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждениям, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на растительный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и

эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Особо отмечаются: редкие, эндемичные и реликтовые виды растений, присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью, признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном отчете по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

1.8.6 Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов в общем;
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных

промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;

- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные.

Прямые воздействия обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

Косвенные воздействия обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

В период строительства скважин некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- ❖ стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- ❖ периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- ❖ мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности.

Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проектируемых работах на месторождении, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные и тепловые излучения.

Акустическое воздействие

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тыс. Гц с физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

Производственные работы при разработке нефтяных месторождений являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории. Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости,

звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административно-хозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Необходимо учитывать, что в рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс

двигателя и механических систем машин. Оборудование, которые смонтированы на бетонных фундаментах, не будут превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

Допустимые уровни вибрации согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2– Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач. Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом

удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр. Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект. Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5 (4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10 (8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20 (16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100 (80)

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе

персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

Тепловое излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м². Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн

Области инфракрасного излучения	Длина волны, нм	Допустимая плотность потока энергии, Вт/м ²
А	760...1500	100
В	1500...3000	120
С	3000...4500	150
	4500...10000	120

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая (1-8)** – воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении налажена система внутривидового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

В настоящее время компанией разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами для всех этапов проведения работ, проводимых компанией. На предприятии ведётся регулярный учёт видов, количества и происхождения образовавшихся, собранных, перевезённых, утилизированных или размещённых отходов, образовавшихся в процессе его деятельности. Документация по учёту отходов хранится в течение пяти лет.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Принципы единой системы управления заключается в следующем:

- раздельный сбор с учетом целесообразного объединения видов отходов по степени и уровню их опасности с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов на месте их сбора;

- хранение отходов в контейнерах (ёмкостях) в соответствии с требуемыми условиями для данного вида отходов. Все емкости для хранения отходов маркируются по степени и уровню опасности.
- сбор и временное хранение организуется на специально оборудованных площадках временного хранения;
- по мере возможности производить вторичное использование отходов.

Компания не осуществляет сбор и переработку отходов от третьих лиц, у компании отсутствует полигон для захоронения отходов, все образуемые отходы временно складироваться в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены **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.

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).

Основные применяемые технологические решения по обращению с отходами на месторождении представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами

Наименование отхода	Код отхода/ Классификация	Способ временного накопления (до 6 месяцев)	Метод утилизации
Неопасный список			
Металлолом	16 01 17	На производственной площадке оборудованы специально отведенные места для установки контейнеров, предназначенных для сбора отходов. Сбор отходов производится отдельно в специальных герметичных контейнерах, в соответствии с видом отходов, в случае крупногабаритных отходов, отходы будут размещаться на специально отведенных площадках с бетонным основанием с раздельным сбором согласно виду отходов.	Образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Отходы непожароопасные, негорючие, твердые, нерастворим в воде, в условиях хранения химически неактивен. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение временно (не более шести месяцев) предусмотрено на открытой площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации, которые занимаются утилизацией подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.
Огарки сварочных электродов	12 01 13		Отход временно (не более шести месяцев) складироваться в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы непожароопасные, невзрывоопасные, твердые. Огарки сварочных электродов по мере образования и накопления (не более шести месяцев) вывозится по договору в специализированную компанию, которая определяется по итогам тендера. Отходы передаются на переработку/утилизацию в специализированные компании, которые занимаются утилизацией подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.
Отработанные шины	16 01 03		Отходы горючие, невзрывоопасные, твердые, временно (не более шести месяцев) складироваться на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору для переработки в резиновую крошку/утилизацию/размещение на полигоне или в безвозмездное пользование для создания садово-парковых скульптур.
Коммунальные отходы	20 03 01		Отход временно (не более шести месяцев) складироваться в специальные контейнеры с крышкой на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы пожароопасные, невзрывоопасные, твердые. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору на полигон.
Пищевые отходы	20 01 08		Отход временно (не более шести месяцев) складироваться в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Отходы оргтехники	20 01 36		Отход временно (не более шести месяцев) складироваться в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Резинотехнические изделия	19 12 04		Отход временно (не более шести месяцев) складироваться в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные. Сбор и вывоз специализированной организацией по



			договору для переработки в резиновую крошку, вторичные полимеры, для повторного использования в дорожном строительстве, резиновых покрытиях.
Спецодежда	15 02 03		Отходы горючие, невзрывоопасные, твердые, вывозятся спецавтотранспортом в специализированную компанию, где подлежат термическому уничтожению или другими методами переработки, разрешенными к применению в РК. Отход временно (не более шести месяцев) складывается в специальный контейнер на специализированной площадке с бетонным основанием. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Отходы эмали	08 02 01		Отход временно (не более шести месяцев) складывается в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Данные отходы твердые, горючие, невзрывоопасные, подлежат предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их дальнейшего предназначения. Отходы передаются на переработку/утилизацию в специализированные компании, которые занимаются утилизацией подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Макулатура	15 01 01		Отход временно (не более шести месяцев) складывается в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Пластик	16 01 19		Отход временно (не более шести месяцев) складывается в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Стекло	16 01 20		Отход временно (не более шести месяцев) складывается в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.
Опасный список			
Люминесцентные и др. лампы	20 01 21*	На производственной площадке оборудованы специально отведенные места для установки контейнеров,	Отход временно (не более шести месяцев) складывается в ящик на специально оборудованной площадке/помещении с естественной вентиляцией и бетонным полом в местах с ограниченным доступом. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору на рекуперацию.
Отработанные	16 06 01*		Относится к горючим, невзрывоопасным отходам, нерастворимым в воде.

аккумуляторы		предназначенных для сбора отходов. Сбор отходов производится отдельно в специальных герметичных контейнерах, в соответствии с видом отходов, в случае крупногабаритных отходов, отходы будут размещаться на специально отведенных площадках с бетонным основанием с отдельным сбором согласно виду отходов.	Токсичный компонент – свинец, кислота. Первичный сбор таких отходов должен осуществляться отдельно от других в специально предназначенном месте, оборудованном поддоном/емкостью, исключающим проливы электролита. Поддон для сбора и временного (не более шести месяцев) хранения отработанных аккумуляторов может находиться как в ремонтной зоне так и вне ее. В случае, если контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для первичного накопления отходов должна иметь твердое покрытие и навес, исключающий попадание воды и посторонних предметов. Аккумуляторные батареи не должны подвергаться механическому воздействию. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору для переработки автомобильных аккумуляторов для изготовления новой продукции, либо в безвозмездное пользование физ. лицам. В результате обеспечивается вторичное и безотходное производство с целью экономии природных ресурсов.
Отработанные масла (отработанное моторное масло, отработанное специальное масло, отработанное трансмиссионное масло)	13 02 06*		Масла образуются при эксплуатации транспортных средств и других механизмов (дизель генераторов, трансформаторы), по истечении срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. Жидкие, пожароопасные, невзрывоопасные, частично растворимы в воде. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору на регенерацию/рекуперацию/повторное использование (протирка механизмов, доливка).
Отработанные фильтры (масляные, топливные фильтры, воздушные)	15 02 02*		Отходы твердые, пожароопасные, неразборные, временно (не более шести месяцев) складываются в специальные контейнеры, ящики, тару на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору для термической утилизации/разборки/дробления.
Промасленная ветошь	15 02 02*		Образуется в процессе протирки деталей и механизмов. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. Отход не подлежит для дальнейшего использования. Отход складывается в специальные контейнеры, ящики, тару. Промасленная ветошь временно (не более шести месяцев) складываются в специальных отведенных местах, с последующим вывозом на их переработку/утилизацию в специализированную компанию. Отходы подлежат термическому уничтожению на специализированной установке по переработке низкокалорийных и высококалорийных жидких и твердых отходов производства и потребления.
Тара из под масел и нефти	16 07 08*		Отход складывается в специальные контейнеры, ящики, тару, временно (не более шести месяцев) складываются в специальных отведенных местах, с последующим вывозом на их переработку/утилизацию в

			специализированную компанию. Отходы подлежат термическому уничтожению на специализированной установке по переработке низкокалорийных и высококалорийных жидких и твердых отходов производства и потребления.
Медицинские отходы	18 01 09*		Отход временно (не более шести месяцев) складывается на специально отведенной площадке. Относится к твердым, непожароопасным, невзрывоопасным отходам. Сбор и вывоз специализированной организацией по договору. Отходы подлежат обеззараживанию методом автоклавирования, сжигания или химической обработки.

В ТОО «Аскер Мунай» осуществляется отдельный сбор образующихся отходов. На производственной площадке оборудованы специально отведенные места для установки контейнеров, предназначенных для сбора отходов. Сбор отходов производится отдельно в специальных металлических, герметичных контейнерах, в соответствии с видом отходов, в случае крупногабаритных отходов, отходы будут размещаться на специально отведенных площадках с бетонным основанием с отдельным сбором согласно виду отходов.

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое будут являться:

Черные металлы (металлолом), неопасный, код отхода 16 01 17

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Отходы металлолома накапливаются в металлическом контейнере расположенного на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов. Крупногабаритные отходы будут размещаться на специально отведенных площадках с бетонным основанием.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит **10,0 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь), опасный, код отхода 15 02 02*

Данный вид отхода образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования. Накопление в специальных герметичных контейнерах, на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W ;$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, 1,0 т/год;

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

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

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

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

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 1,0 + 0,12 + 0,15 = \mathbf{1,27 \text{ т/год.}}$$

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы), опасный, код отхода 20 01 21*

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие истощения ресурса времени работы. Отработанные лампы упаковываются в картонные упаковки, и укладываются в ящик, и хранятся в специализированном помещении, без доступа посторонних лиц.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n \cdot (T / T_p), \text{ шт/год}$$

$$M = N \cdot m, \text{ т/год}$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп (300 шт.);

T – время работы лампы в году (4800 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (7000 час);

Средний вес одной лампы – 0,00021 т.

$$N = 300 \cdot 4800 / 7000 = 206 \text{ шт./год.}$$

$$M = 206 \cdot 0,00021 = 0,043 \text{ т/год}$$

Масса отработанных ламп составит **0,043 т/год.**

Огарки сварочных электродов, неопасный, код отхода 12 01 13

Предусмотрено накопление в специальных герметичных контейнерах, на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} \cdot Q$$

где: N – количество огарков электродов, т;

M_{ост} – расход электродов – 0,175;

Q - остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,175 \cdot 0,015 = 0,003 \text{ т/год.}$$

Отработанные шины, неопасный, код отхода 16 01 03

Отработанные шины хранятся на специальной площадке с бетонным покрытием, ограждением, препятствующему развалу отходов. Отходы на площадке временно складываются в стопки по 4-6 шт.

Образование отработанных автомобильных шин рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{отх}} = 0,001 \cdot \Pi_{\text{ср}} \cdot K \cdot k \cdot M / H$$

где: K – количество автомашин, шт.;

k – количество шин, установленных на автомашине, шт.;

М – масса шины (принимается в зависимости от марки шины), кг;

П_{ср} – среднегодовой пробег автомобиля, тыс. км;

Н – нормативный пробег шины, тыс. км.

Мотх = 0,001*80*10*4*80/80 = **3,2 тонн.**

Отработанные аккумуляторы, опасный, код отхода 16 06 01*

Отработанные аккумуляторы хранятся в закрытой таре на площадке со специальным поддоном (исключающем пролитие электролита), ограждением, препятствующему развалу отходов. Норма образования отходов определяется по формуле:

$$M = \sum n_i * m_i * \alpha * 10^{-3} / t, \text{ где}$$

n_i – количество аккумуляторов, шт.;

m_i – средняя масса аккумулятора, кг;

α – норма зачета при сдаче (80 %);

t – срок фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта).

$$M = 50*46*0,8*10^{-3}/2 = \mathbf{0,92 \text{ т/год.}}$$

Отработанные фильтры, опасный, код отхода 15 02 02*

По мере образования отработанные топливные фильтры временно накапливаются в металлическом контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из бетонного основания.

Объем образования промасленных фильтров рассчитывается по формуле:

$$M_{\phi} = N_{\phi} * n * m_{\phi} * K_{\text{пр}} * L_{\phi} / H_{\phi} * 10^{-3}$$

где N_φ – количество фильтров установленных на 1-м автомобиле, шт.;

n – количество автомобилей данной модели;

m_φ – масса фильтра данной модели, г;

K_{пр} – коэффициент, учитывающий наличие механических примесей, (1,1–1,5);

L_φ – среднегодовой пробег единицы автотранспорта с фильтром данной модели, тыс.

км или моточас;

H_φ – нормативный пробег 5 тыс. км;

Расчет образования автомобильных фильтров

$$M_{\phi} = 2*50*1,4*1,3*20/5*0,001 = \mathbf{0,728 \text{ т/год.}}$$

Тара из-под масел и нефти, опасный, код отхода 16 07 08*

Накопление в специальных герметичных контейнерах, на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов.

Количество образующейся тары рассчитывается по формуле:

$$M = (Q/q)*m,$$



где Q - максимальный годовой расход масел;

q – вес тары;

m – масса тары.

Масла поставляются в металлических бочках по 200 кг.

Масса тары – 16,5 кг.

$$M_{отх} = (50/0,2)*0,0165 = 4,13 \text{ т/год}$$

Отходы оргтехники, неопасный, код отхода 20 01 36

Накопление в контейнерах, на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов.

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество **0,5 т/год.**

Резинотехнические изделия, неопасный, код отхода 19 12 04

Накопление в контейнерах, на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов.

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество **0,3 т/год.**

Спецодежда, неопасный, код отхода 15 02 03

Накопление в контейнерах, на производственной площадке предназначенных для временного сбора отходов.

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество **0,05 т/год.**

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) опасный, код отхода 13 02 06*, образуются при эксплуатации строительной техники и автотранспортных средств. По мере образования отработанные масла временно накапливаются в герметичных бочках с плотно закрывающимися крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания.

Определение объема отработанных масел:

$N = (Nd + Nb)*0,25$ – норма образования отработанного моторного масла, т/год, где:

0.25 – доля потерь масла от общего его количества;

Nd – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе. $Nd = Yd*Hd*\rho$ (Yd – расход дизельного топлива 520 тонн = 604,6 м³; Hd – норма расхода масла. 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла. 0,930 т/м³):

$$Nd = 604,6*0,032*0,930 = 17,99 \text{ т};$$

Nb – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине.

$N_b = Y_b \cdot H_b \cdot \rho$ (Y_b – расход бензина, 120 тонн = 157,89 м³; H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м³):

$$N_b = 157,89 \cdot 0,024 \cdot 0,930 = 3,52 \text{ т};$$

$$N = (17,99 + 3,52) \cdot 0,25 = 5,3775 \text{ т/год.}$$

Отработанное трансмиссионное масло, опасный, код отхода 13 02 06*

По мере образования отработанные масла временно накапливаются в герметичных бочках с плотно закрывающимися крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания.

Нормативное количество отработанного масла определяется по формуле:

$$N = (T_6 + T_d) \cdot 0,30$$

$$T_6 = Y_6 \cdot H_6 \cdot 0,885$$

$$T_d = Y_d \cdot H_d \cdot 0,885$$

$H_6 = 0,003$ л/л расхода топлива, $H_d = 0,004$ л/л топлива, 0,885 – плотность трансмиссионного масла, т/м³).

Количество израсходованного трансмиссионного масла составляет: 80 т/год.

Расчет объема образования отработанного трансмиссионного масла:

$$N = 80 \cdot 0,3 = 24 \text{ т/год.}$$

Отработанное специальное масло, опасный, код отхода 13 02 06*

По мере образования отработанные масла временно накапливаются в герметичных бочках с плотно закрывающимися крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания.

Количество отработанного масла определяется по формуле:

$$M = M_c \cdot 0,9 \cdot n, \text{ (т/год)}$$

M_c – количество масла, залитого в картеры техники,

0,9 – коэффициента слива масла;

n – периодичности замены масла, раз в год.

Ориентировочное количество израсходованного специального масла составляет 23,68 т/год.

Расчет объема образования отработанного специального масла:

$$N = 0,9 \cdot 23,68 \cdot 1 = 21,31 \text{ т/год.}$$

Общее количество отработанных масел составит:

$$N = 5,3775 + 24 + 21,31 = 50,6875 \text{ т/год}$$

Медицинские препараты (медицинские отходы), опасный, код отхода 18 01 09*, образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу,

обращающему в медпункт. По мере образования отходы временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

$$N_m = N_m * N * n$$

где: N_m – количество медицинских отходов, т

N_m – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, чел;

n – количество посещений медпункта работником в год.

$$N_m = 0,0001 * 55 * 8 = \mathbf{0,044 \text{ т/год.}}$$

Отходы эмали, неопасный, код отхода 08 02 01. Образуются в процессе лакокрасочных работ. Отход временно размещают в специальном контейнере и по мере накопления централизованно вывозят в специализированную организацию на договорной основе с подрядной организацией.

Количество тары лакокрасочных материалов определяется по формуле:

$$N = \sum M_i * n + \sum M_{k_i} * \alpha_i, \text{ где } M_i - \text{масса } i\text{-го вида тары, т; } n - \text{число видов тары;}$$

M_{k_i} – масса краски в i -й таре, т;

α_i – содержание остатков краски в таре в долях от M_{k_i} (0,01-0,05).

$$N = 0,0005 * 250 + 0,395 * 0,05 = 0,125 + 0,01975 = \mathbf{0,14475 \text{ т/год.}}$$

Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО)), неопасный, код отхода 20 03 01.

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. По мере образования отходы временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$G = n * q * \rho, \text{ т/год}$$

n – численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел} * \text{год}$;

ρ – удельный вес ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$.

$$G = 55 * 1,06 * 0,25 = 14,575 \text{ т/год}$$

В том числе:

Макулатура (32%) – **4,664 т/год.**

Пластик (4%) – **0,583 т/год.**

Стекло (3%) – **0,43725 т/год.**

Итого коммунальные отходы – **8,89075 т/год.**

Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы), неопасный, код отхода 20 01 08, образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи). По мере образования отходы временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками.

Норма накопления пищевых отходов от столовой составляет - 0,0001 м³ при средней плотности 0,30 т/м³.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$M_{н.о} = 0,0001 * m * N * k$, где:

$M_{н.о}$ – количество образования пищевых отходов, т/год;

m – количество человек, посещающих столовую;

N – среднее количество блюд, употребляемых 1 чел. в сутки;

k – количество дней работы столовой в году.

$M_{н.о} = 55 * 0,0001 * 8 * 0,3 * 365 = 4,818$ т/год

Расчеты объемов образования отходов выполнены согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Бурбайтал

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, т/год
1	2	3
Всего	0	91,41325
В том числе отходов производства	0	77,7045
Отходов потребления	0	13,70875
Опасные отходы		
Лампы люминесцентные, ртутьсодержащие	0	0,043
Отработанные аккумуляторы	0	0,92
Отработанные масла (отработанное моторное масло, отработанное специальное масло, отработанное трансмиссионное масло)	0	50,6875
Отработанные фильтры (масляные, топливные фильтры, воздушные)	0	0,728
Ветошь промасленная	0	1,27
Тара из под масел и нефти	0	4,13
Медицинские отходы	0	0,044
Неопасные отходы		
Металлолом	0	10
Огарки сварочных электродов	0	0,003
Отработанные шины	0	3,2
Коммунальные отходы	0	8,89075
Пищевые отходы	0	4,818
Отходы оргтехники	0	0,5
Резинотехнические изделия	0	0,3
Спецодежда	0	0,05
Макулатура	0	4,664
Пластмасса	0	0,583
Стекло	0	0,43725
Отходы эмали	0	0,14475
Зеркальные		
-	-	-

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным Разделом охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 м на надсолевые отложения» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ31VCZ03812903 от 30.12.2024 года), составит: **145,91** тонн, из них: буровой шлам - 107,75 тонн, отработанный буровой раствор (ОБР) - 35,15 тонн, отработанные масла - 1,24 тонн, промасленная ветошь и рукавицы - 0,07 тонн, металлолом - 0,50 тонн, отходы использованной тары - 0,50 тонн, коммунальные (ТБО) отходы – 0,44 тонн, пищевые отходы – 0,26 тонн.

Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при буровых операциях на скважинах на месторождении Бурбайтал надсолевое по всем вариантам разработки представлены в таблице 1.9.1.3.

Таблица 1.9.1.3 – Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при буровых операциях на скважинах на месторождении Бурбайтал по вариантам разработки

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения, консервации, ед.	Доразведка скважин, ед.	Образование отходов, т/год
1 вариант разработки - рекомендуемый			
2026	5	2	1021,37
2027	4	2	875,46
2028	7	2	1313,19
2029	5	3	1167,28
2030	3	-	437,73
2 вариант разработки			
2026	10	2	1750,92
2027	6	2	1167,28
2028	9	2	1605,01
2029	6	3	1313,19
3030	5	-	729,55

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительства скважин на месторождении Бурбайтал будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д., а также будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления для объектов ТОО «Аскер Мунай»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» принципами управления отходами.

ТОО «Аскер Мунай» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

ТОО «Аскер Мунай» применяет меры по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в

интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан.

Образователями отходов должно достигаться, в первую очередь, предотвращение (или минимизация) образования отходов в ходе деятельности, затем подготовка отходов к повторному использованию, далее переработка и утилизация отходов, и, в последнюю очередь, удаление отходов.

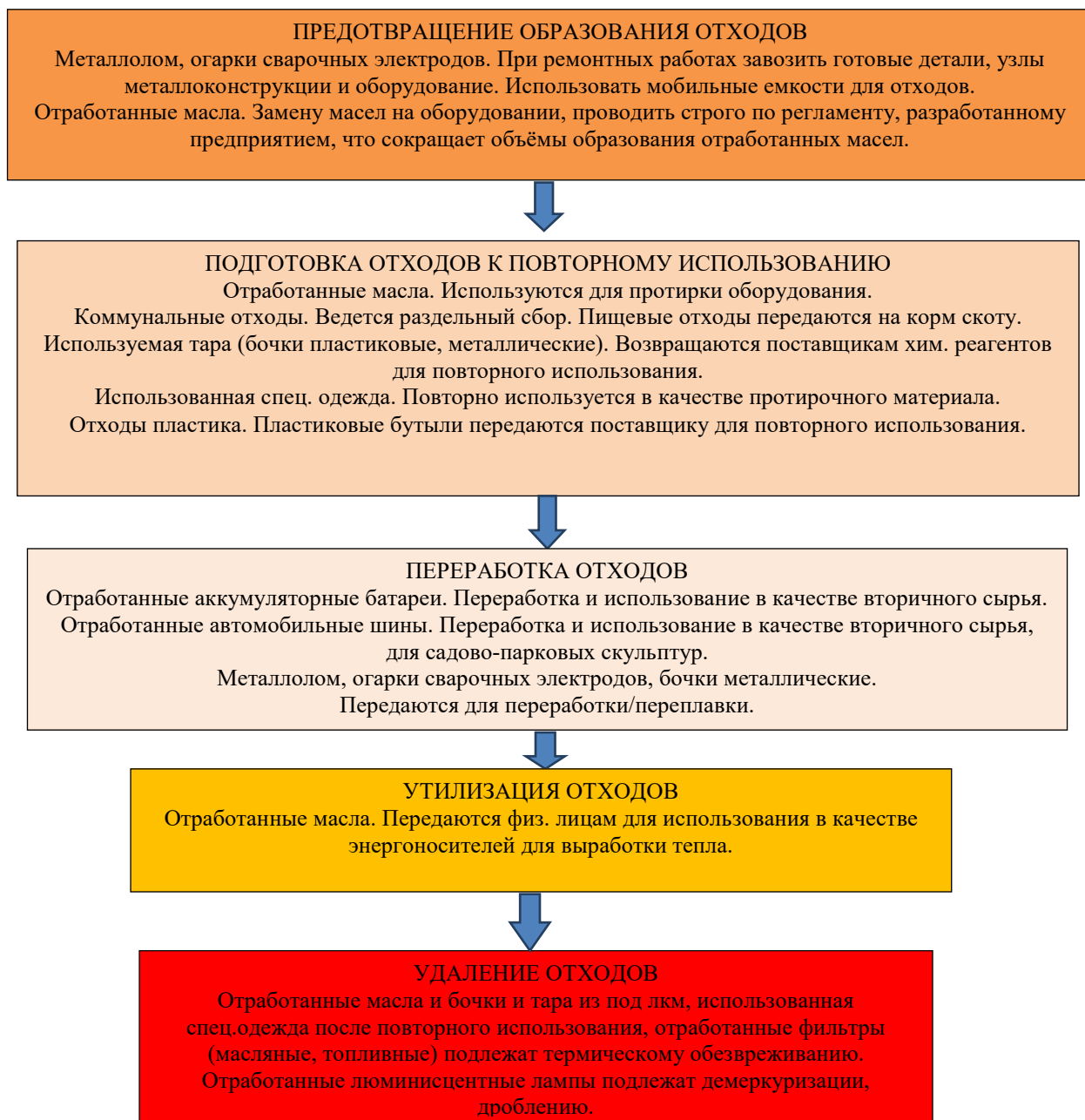


Рисунок 1.9.1.1 - Принцип иерархии отходов

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

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

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.

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

Компания не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления своевременно (по мере накопления) вывозятся на договорной основе сторонним предприятиям.

Все складироваемые отходы в период временного хранения не оказывают воздействие на компоненты окружающей среды. При условии выполнения соответствующих норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;

- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.
- ❖ V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- ❖ промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- ❖ отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается: тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут храниться в контейнерах при температуре 0 °C и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток,

согласно с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

1.9.4 Программа управления отходами

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления для ТОО «Аскер Мунай» была разработана «Программа управления отходами для месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на 2026 год» на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

Основными целями разработки Программы управления отходами являются: достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения; минимизация объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

Программа управления отходами призвана уменьшить ущерб, наносимый опасными отходами окружающей среде, улучшить экологическую и санитарно-эпидемиологическую обстановку на самом предприятии, и на этой основе повысить показатели здоровья местного населения, обеспечить достижение качественной динамики роста показателей качества окружающей среды области.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает 9 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 и сохранности 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.

В компании 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.

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.

В компании планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация. Основным количественным показателем является 100 % передача образованных отходов.

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств компании. Компания придерживается системы активного снижения негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровья населения, учитывая внедрение прогрессивных малоотходных технологий, достижений наилучшей науки и практики.

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1 Социально-экономические условия региона

Территория проведения проектируемых работ расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Социально-экономическая структура Атырауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Атырауская область расположена на западе республики, образована в 1938 году (до 1992 г. именовалась Гурьевской областью).

Атырауская область занимает территорию 118,6 тыс. км². Протяженность границы с севера на юг 350 км, с запада на восток – более 600 км. На западе граничит с Астраханской областью Российской Федерации, на севере с Западно-Казахстанской, на востоке – с Актюбинской и на юго-востоке доходит до северной части плато Устюрт Мангистауской области и омывается водами Каспийского моря. В состав области входят город Атырау, город Кульсары и 7 административных районов: Курмангазинский, Исатайский, Махамбетский, Индерский, Кзылкогинский, Макатский и Жылыойский. Всего в области 204 населенных пункта, в том числе: 2 города, 13 поселков, 178 сел и аулов, 11 ж/д разъездов и станций.

По территории Атырауской области проходят важнейшие железнодорожные и автомобильные магистрали.

Главными железнодорожными линиями являются:

- ❖ Атырау-Октябрьск;
- ❖ Атырау-Курмангазы (Ганюшкино) - Астрахань;
- ❖ Макат-Кульсары-Бейнеу.

Внутрирегиональные перевозки пассажиров и грузов осуществляются, главным образом, автомобильным транспортом по автодороге республиканского значения Доссор – Кульсары – Сарыкамыс – Прорва, к которой примыкают автодороги областного и местного значения. Общая протяженность железных дорог области составляет 1125 км.

Республиканские дороги составляют 993 км, общая протяженность автомобильных дорог местного значения - 1994 км, из которых 553 км – грунтовые. При общей протяженности 4990 км дорожная сеть хозяйственного значения составляет 64,5 % областной сети.

Воздушный транспорт обслуживается в международном аэропорту областного центра, а также неклассифицированных аэропортах Кульсары, Сарыкамыс, Тенгиз местных воздушных линий. Трассы трубопроводного транспорта, проходящие по территории региона, составляют более 1500 км.

Основу экономики региона составляет нефтедобыча. Крупнейшими предприятиями Атырауской области являются:

- ✓ ТОО «Тенгизшевройл» - производство сырой нефти, сжиженного углеводородного газа (СУГ), серы и осушенного газа.
- ✓ Производственный филиал «ЭмбаМунайГаз» АО Разведка Добыча «КазМунайГаз».
- ✓ Атырауский нефтеперерабатывающий завод.
- ✓ НКОК (North Caspian Operating Company).

2.2 Социально – экономическое положение региона

Основные экономические показатели

В 2025 году Атырауская область сохранила статус ключевого экономического донора Казахстана, обеспечив около 11,6% ВВП страны. Регион продемонстрировал высокие темпы роста, опережающие среднереспубликанские показатели.

По итогам 2025 года составил 113,3% (рост на 13,3% к 2024 году), что выше среднего показателя по стране (109,4%).

За январь - сентябрь 2025 года объем ВРП достиг 11,54 трлн. тенге. Экономика региона выросла на 14,7% по итогам года.

ВРП на душу населения составил около 20,5 - 21,2 млн. тенге, оставаясь самым высоким в республике.

Объем производства за год вырос на 19%, составив более 13,7 трлн. тенге. Основной рост зафиксирован в горнодобывающей отрасли (+20,8%) и электроснабжении (+23,2%).

Инвестиции и развитие бизнеса

В регионе реализуются 48 крупных проектов на общую сумму 5,5 трлн. тенге.

При этом наблюдается снижение общего индекса физического объема (на 15-30%) из-за завершения масштабного «Проекта будущего расширения» на Тенгизе. Инвестиции в ненефтяные отрасли выросли на 40,2%. Реализуются крупные проекты: завод «Silleno» по

производству полиэтилена и газоперерабатывающий завод на Кашагане. Количество субъектов малого и среднего бизнеса увеличилось до 55 тысяч, а объем их продукции достиг 2,4 трлн тенге. В конце 2025 года была создана новая СЭЗ «Атырау» площадью 450 га для привлечения инвестиций в нефтехимию.

Социальная сфера и уровень жизни

Численность жителей области достигла 715,4 тыс. человек. Уровень зарегистрированной безработицы на начало 2026 года составил 2,6% (9,6 тыс. человек). Среднемесячная номинальная зарплата (в III квартале 2025 года) составила 602752 тенге. Однако отмечено снижение реальных денежных доходов населения на 19,7% из-за инфляции, которая по итогам года составила 13,5%. Регион лидирует в стране с показателем 27,9 млн. тенге на одного работника, что в 3 раза выше среднего по РК.

Инфраструктура, ЖКХ и сельское хозяйство

За 2025 год введено 598,3 тыс. кв. метров жилой площади. Объем продукции агропромышленного комплекса составил 138,1 млрд. тенге (+5,6%). Областной бюджет на 2025 год по расходам составил около 790,6 млрд. тенге, из которых более 50% направлено на социальную сферу (образование, здравоохранение).

Область достигла одного из самых высоких показателей в стране - 99,8% населения имеют доступ к природному газу. Продолжена реконструкция трассы «Атырау - Астрахань», что существенно увеличило транзитный потенциал региона. В самом городе Атырау начата цифровизация управления трафиком.

В 2025 году выделены значительные средства на замену изношенных сетей «Атырау Жарык», что позволило снизить количество аварийных отключений на 15%.

Государственные программы

Государственная программа «Ауыл - ел бесігі» направлена на сокращение разрыва в качестве жизни между городом и селом. В 2025 году в Атырауской области работы велись в 25 опорных и спутниковых сельских населенных пунктах. Реализовано более 40 проектов по среднему ремонту внутрипоселковых дорог (общей протяженностью около 80 км). Завершено строительство и капитальный ремонт 12 объектов, включая сельские клубы, физкультурно-оздоровительные комплексы (ФОК) и врачебные амбулатории в отдаленных районах (Курмангазинский, Кызылкогинский). Уровень доступа сельских жителей к качественной питьевой воде доведен до 99,2%.

Охрана окружающей среды и рациональное природопользование

В отчетном периоде экологическая повестка была интегрирована во все производственные процессы. Завершена автоматизация мониторинга эмиссий на всех

объектах I категории. Уровень утилизации попутного нефтяного газа достиг 98,7%, что минимизировало нагрузку на атмосферу. Введены в эксплуатацию новые канализационно-очистные сооружения (КОС) в городе Атырау мощностью 70 тыс. м³/сутки.

Проведены дноуглубительные работы на 42 км русла реки Жайык для улучшения гидрологического режима. Доля переработки ТБО увеличена до 24%. Ликвидировано свыше 180 несанкционированных свалок с применением данных космического мониторинга. Площадь лесного фонда увеличена на 12 тыс. га. В водоемы выпущено 7 млн. единиц молоди осетровых пород.

Сумма взысканных административных штрафов за нарушение экологических норм превысила 12 млрд. тенге. Все средства направлены на реализацию Плана природоохранных мероприятий.

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

В период 2025 – начала 2026 гг. эпидемиологическая обстановка в Атырауской области характеризовалась как неоднородная. На фоне снижения заболеваемости по ряду социально-значимых болезней (туберкулез, COVID-19), отмечен резкий подъем инфекций, управляемых средствами специфической профилактики, и сезонных вирусных заболеваний.

С октября 2025 года в регионе зафиксировано обострение эпидемической ситуации по кори. За отчетный период зарегистрировано 304 подтвержденных случая. Основной очаг заболеваемости локализован среди детского населения (свыше 70% случаев), что обусловлено низким уровнем охвата вакцинацией (до 90% заболевших - невакцинированные лица). Ежедневный прирост в начале 2026 года составил порядка 20 случаев.

По итогам 2025 года общее число случаев ОРВИ составило 226 902, что на 49,8% выше показателей предыдущего года. Рост заболеваемости коррелирует с сезонными климатическими изменениями и высокой концентрацией населения в урбанизированных зонах (г. Атырау). В структуре заболевших преобладают дети до 14 лет (63% от общего числа).

Наблюдается положительная динамика по контролю над туберкулезом - снижение показателя заболеваемости на 15% к концу 2025 года. Заболеваемость COVID-19 перешла в стадию спорадических случаев с трехкратным снижением интенсивности эпидпроцесса.

Уровень заболеваемости острыми кишечными инфекциями (ОКИ) остается в пределах среднесуточных значений, однако в периоды паводков и летнего максимума фиксировалось усиление нагрузки на стационары (до 60 одновременных госпитализаций).

Эпидемиологические показатели региона тесно связаны с антропогенным воздействием и качеством среды обитания. Высокая плотность населения в областном центре и ряде районов (Жылыойский), а также миграционные процессы создают дополнительные риски распространения инфекций. В начале 2026 года для стабилизации ситуации в детских образовательных организациях введен особый режим санитарно-эпидемиологического надзора.

Состояние здоровья населения требует усиления мер по первичной профилактике (вакцинация) и мониторинга качества водных ресурсов и атмосферного воздуха как факторов, косвенно влияющих на резистентность организма к инфекционным агентам.

Основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ в профилактике заболеваний важно одеваться в соответствии с сезоном, носить маски, стараясь не посещать места массового скопления людей, торгово-развлекательные комплексы, пить только кипяченную или бутилированную чистую воду, соблюдать необходимую личную гигиену, регулярно заниматься спортом, укреплять иммунитет;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

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

Формирование вариантов при разработке «Дополнения к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.» основывается на сравнительной технико-эколого - экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Бурбайтал надсолевое приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Бурбайтал надсолевое

№	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период, годы	2026-2049	2026-2048	2026-2049	2026-2044
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	645,4	666,3	645,4	644,6
3	Суммарная добыча газа, млн.м ³	851,1	851,8	851,1	851,4
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	642,1	663,0	642,1	641,4
5	Суммарная продажа товарного газа, млн.м ³	643,8	664,3	643,8	664,3
6	Суммарная продажа пропан-бутановой фракции, тыс.тонн	32,4	32,4	32,4	32,4
7	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.долл.	405,1	411,4	405,1	398,2
7.1	Суммарная выручка от реализации нефти, млн.долл.	308,8	317,9	308,8	304,7
7.2	Суммарная выручка от реализации товарного газа, млн.долл.	79,5	77,6	79,5	77,6
7.3	Суммарная выручка от реализации пропан-бутановой фракции, млн.долл.	4,6	4,4	4,6	4,4
7.4	Суммарная выручка от реализации ШФЛУ, млн.долл.	12,2	11,6	12,2	11,6
8	Эксплуатационные затраты, млн.долл., в том числе:	217,6	250,6	217,6	232,2
8.1	НДПИ, млн.долл.	23,4	23,3	23,4	22,7
8.2	Налог на имущество, млн.долл.	2,9	3,3	2,9	3,3
8.3	Затраты на транспорт нефти, млн.долл.	17,4	18,0	17,4	17,2
8.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.долл.	31,9	32,8	31,9	31,4
8.5	Рентный налог, млн.долл.	41,9	43,0	41,9	40,8
9	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тонну	176,2	203,6	176,2	193,3
10	Капитальные вложения, млн.долл.	22,8	31,5	22,8	31,5
11	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	176,9	149,7	176,9	156,8
12	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	35,4	31,4	35,4	31,4
13	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	33,6	31,5	33,6	31,5
14	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	118,6	97,9	118,6	103,1
15	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.долл.	36,5	33,8	36,5	34,2
16	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	31,7	30,7	31,7	30,8
17	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	3	3	3	3
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.долл.	170,4	167,0	170,4	162,6
19	КИН, доли ед.	0,261	0,269	0,261	0,260
20	КИГ, доли ед.	0,721	0,721	0,721	0,721

В период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции скважин.

Ориентировочные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам

разработки месторождения Бурбайтал надсолевое приводятся в таблицах 1.8.1.2.2-1.8.1.2.3 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Отчета о возможных воздействиях к Дополнению к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **1 вариант разработки является наиболее эффективным с экономической точки зрения.**

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 1 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения, так и по 2 варианту разработки.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сравнение основных экономических показателей вариантов разработки представлены выше в таблице 3.1.

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 24 года (2026-2049 гг.);

2 вариант – 23 года (2026-2048 гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период составил:

1 вариант – 24 года (2026-2049 гг.);

2 вариант – 19 лет (2026-2044 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 645,4 тыс.тонн;

2 вариант – 644,6 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти в первом варианте на 0,1 % больше, чем во втором варианте. Суммарный объем добычи газа, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 851,1 млн.м³;

2 вариант – 851,4 млн.м³.

Суммарный объем добычи газа в первом варианте на 0,03 % меньше, чем во втором варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 405,1 млн.долл.;

2 вариант – 398,2 млн.долл.

Суммарная выручка в первом варианте на 1,7 % больше, чем во втором варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 217,6 млн.долл.;

2 вариант – 232,2 млн.долл.

Эксплуатационные затраты в первом варианте на 6,7 % меньше, чем во втором варианте.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 22,8 млн.долл.;

2 вариант – 31,5 млн.долл.

Объем инвестиций в первом варианте на 38,1 % меньше, чем во втором варианте.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции за прибыльный период, с учетом инфляции, по вариантам составляют:

1 вариант – 176,2 долларов/тонну;

2 вариант – 193,3 долларов/тонну.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции в первом варианте на 9,7 % меньше, чем во втором варианте. Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 170,4 млн.долл.;

2 вариант – 162,6 млн.долл.

Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 4,6 % больше, чем во втором варианте. Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 31,7 %;

2 вариант – 30,8 %.

Значение ВНП по вариантам больше 10 %, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 118,6 млн.долл.;

2 вариант – 103,1 млн.долл.

Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 13,0 % больше, чем во втором варианте. Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 36,5 млн.долл.;

2 вариант – 34,2 млн.долл.

Чистая приведенная стоимость в первом варианте на 6,4 % больше, чем во втором варианте. Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 0,261 доли ед.;

2 вариант – 0,260 доли ед.

Коэффициент извлечения газа, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 0,721 доли ед.;

2 вариант – 0,721 доли ед.

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

- наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость в первом варианте на 6,4 % больше, чем во втором варианте;

- наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по первому варианту. Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 13,0 % больше, чем во втором варианте;

– наибольшее значение суммарных выплат Государству приходится по первому варианту. Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 4,6 % больше, чем во втором варианте.

– наименьшее значение общих затрат, приходящихся на одну тонну продукции приходится по первому варианту. Средние общие затраты в первом варианте на 9,7 % меньше, чем во втором варианте.

Таким образом, **первый вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.**

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Бурбайтал надсолевое для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *два расчётных варианта*.

Предусмотренные варианты различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также использованием скважин существующего фонда. По всем вариантам разработки, эксплуатация I объекта предусмотрена с ППД путем законтурной и приконтурной закачки воды, эксплуатация остальных объектов предусмотрена на режиме естественного истощения.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Проектный (расчетный) период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по вариантам:

- 1 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2049 гг.
- 2 вариант разработки – 2026-2048 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по вариантам:

- 1 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2049 гг.
- 2 вариант разработки – 2026-2044 гг.

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

Для разработки месторождения Бурбайтал надсолевое в 1-м и во 2-м варианте разработки нефтяных залежей планируется разрабатывать месторождение на режиме истощения пластовой энергии, а также поддержание пластового давления путем закачки воды. Газовые залежи месторождения планируется разрабатывать на режиме истощения пластовой энергии.

4.3 Различная последовательность работ

В «Дополнении к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г» рассмотрено по 2 варианта разработки, из которых рекомендуемым является 1 вариант разработки нефтяных и газовых залежей месторождения.

Первый вариант (уточненный рекомендуемый) нефтяных объектов предусматривает разработку I нефтяного объекта (горизонт А-I ЮЗ) с продолжением ППД путем законтурной закачки воды через нагнетательную скважину Т-4, остальные объекты

разрабатываются на естественном режиме истощения пластовой энергии. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом скважин – 10 ед. (Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408, 409, 427, 431), а также бурением новых скважин: на I объект – 10 ед.; на II объект – 6 ед.; на III – 1 ед. и на IV объект – 2 ед.

По III объекту рассчитан 1 вариант, который участвует во всех вариантах при суммировании технологических показателей по месторождению в целом. Кроме того, по данному варианту в 2034 г. предусмотрен перевод 1 скважины (402) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VII газового объекта.

По IV объекту также предусмотрен перевод 1 скважины (403) в 2028 г. после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VI газового объекта. В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2034 и 2040 гг. запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин (418 и 422, соответственно) на I объекте.

Второй вариант. Выполнен на основе первого и предусматривает уплотнение сетки скважин нефтяных объектов относительно 1 варианта дополнительным бурением 8 добывающих скважин, из них: на I объект – 2 ед.; на II объект – 4 ед.; на IV объект – 2 ед. Кроме того, по данному варианту в 2034 г. предусмотрен перевод 1 скважины (402) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VII газового объекта. Также по данному варианту в 2028 г. предусмотрен перевод скважины 403 после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VI газового объекта. В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2031 и 2034 гг. запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин (418 и 422, соответственно) на I объекте. Во всех вариантах предусмотрены геолого-технические мероприятия, направленные на оптимизацию добычи и работ по изоляции обводненных интервалов, дополнительных прострелов (реперфорации). Рекомендовано бурение 6 оценочных скважин (201, 301, 302, 405, 410 и 412).

Отмечается, что скважина 404, ранее предусмотренная как оценочная, закладывается как эксплуатационная на газовые горизонты Т-V и Т-VI (VI объект), но при этом предварительно решает оценку запасов C_2 , путем испытания и получения промышленных притоков нефти из нижних горизонтов Т-VII, Т-VIII и Т-IX для дальнейшего перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 . После проведения комплексных мер по опробованию и испытанию вышеперечисленных горизонтов будет переведена на добычу газа VI объекта.

Ниже приведены характеристики вариантов разработки газовых объектов:



1 вариант уточненный рекомендуемый

V объект (газовая залежь горизонта А-I юго-западного крыла)

Вариант разработки предусматривает ввод из бурения 1 эксплуатационной скважины 413 в 2028 г. для дренирования 35 млн. м³ газа категории С₁ на ЮЗ крыле. Этот газ будет дренироваться до 2040 г. в одной скважине, с начальным дебитом 20 тыс.м³/сут. Добытый газ добавляется к общему потоку газа (триасовый газ, подсолевой газ и попутный нефтяной газ).

VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку с 2028 г. двумя одной ранее пробуренной добывающей скважиной 401 вводом из консервации, переводом скважины 403 из нефтяного фонда, также предусмотрено бурение и ввод в разработку 2-х новых скважин 404 и 406 в 2028 и 2029 гг. Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин составит 4 единицы.

VII Возвратный объект (газовая залежь горизонта Т-III).

Вариант разработки предусматривает перевод одной скважины (402) из нефтяного фонда на газовый горизонт в 2034 г. Извлекаемые запасы в количестве 4 млн.м³ вырабатываются за 2 года.

2 вариант

VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку с 2028 г. двумя одной ранее пробуренной добывающей скважиной 401 вводом из консервации, переводом скважины 403 из нефтяного фонда, также предусмотрено бурение и ввод в разработку 4-х новых скважин с 2028 г. по 2030 г. (404 и 406 в 2028 г., 442 в 2029 г., 443 в 2030 г.). Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин по варианту 2 составит 6 единиц.

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

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин, плотностью сетки и методами воздействия.

При проектировании системы сбора продукции скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Бурбайтал надсолевое для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Размещение всех объектов системы сбора будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства месторождения.

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

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

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

В период реализации проекта предусматривается строительство и ввод в эксплуатацию добывающих нефтяных и газовых скважин по рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки (рекомендуемый) – Нефтяные залежи (2026-2030 гг, количество скважин – 19 ед.). Газовые залежи (2028-2029 гг, количество скважин – 3 ед.);
- 2 вариант разработки – Нефтяные залежи (2026-2031 гг, количество скважин – 27 ед.). Газовые залежи (2028-2030 гг, количество скважин – 4 ед.);

Все операции по строительству скважин будут осуществляться в соответствии с отдельными Техническими проектами на строительство скважин.

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

В административном отношении месторождение Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря.

Месторождение Бурбайтал надсолевое на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау. Ближайшими населенными пунктами от района проектируемых работ являются: с западной стороны - районный центр село Курмангазы в 20 км и село Жумекен в 14,5 км, с северо-восточной стороны на расстоянии 3 км находится разъезд №8 (разъезд Афанасьев) и с юго-западной стороны расположено село Алга в 10 км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. Месторождение Бурбайтал расположено в 2 км от автотрассы Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

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

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

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В 2020 г. был утвержден «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК №2150-20-П от 29.01.2020 г.).

В целом по месторождению Бурбайтал, согласно Протоколу ГКЗ РК, на Государственный баланс РК приняты (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категории C_1 в количестве 2623/787 тыс.т., по категории C_2 в количестве 2637/756 тыс.т., запасы растворенного газа по категории C_1 – 47/13 млн.м³, по категории C_2 – 50/12 млн.м³, запасы свободного газа по категории C_1 – 1133/851 млн.м³, по категории C_2 – 177/133 млн.м³.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения, в частности, девонские отложения;
- отобрать пробы пластовой воды, выполнить анализ;
- провести дополнительные газоконденсатные исследования;
- предусмотреть отбор и исследования глубинных проб нефти Т-I, Т-VII, Т-VIII, Т-IX и А-II горизонтов;
- доизучить запасы категории C_2 с целью перевода в категории C_1 .

На основе Оперативного подсчета запасов в 2020 г. был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) с целью получения достоверной информации об условиях залегания углеводородов и подтверждения оперативных запасов нефти, накопления данных на уточнение геолого-физических характеристик и продуктивности скважин, которые необходимы для дальнейшего проектирования промышленной разработки месторождения. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) был рассмотрен и утвержден ЦКРР (Протокол № 5/5 от 09.10.2020 г.).

По данным интерпретации данных сейсморазведки 3Д в совокупности со всем промыслово-геофизическим материалом по пробуренным скважинам в 2022 году был составлен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.10.2022г., запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом.

Всего по месторождению выделено 16 продуктивных горизонтов (пластов) в надсолевых и подсолевых отложениях, из них:

Надсолевые:

- в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай)
- в альбских отложениях А-I, А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратюбе);
- в отложениях неокома K_{1п} (на восточном крыле купола Жамбай)
- в триасовых отложениях - Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (на северном крыле), из них горизонты N, K_{1п}, Т-III, Т-V, Т-VI – газовые, остальные нефтяные.

В подсолевом разрезе выделены газовые продуктивные горизонты:

- в девонских отложениях Д-II, Д-I;
- в отложениях карбона С-II, С-I;
- в пермских отложениях Р-I

В целом по надсолевому комплексу Бурбайтал:

нефти:

геологические по категории C₁– 2623 тыс.т., извлекаемые – 684 тыс.т.,
геологические по категории C₂– 2601 тыс.т., извлекаемые – 510 тыс.т.;

растворенного газа:

геологические по категории C₁ – 46 млн.м³, извлекаемые - 13 млн.м³;
геологические по категории C₂ – 47 млн.м³, извлекаемые – 8 млн.м³;

свободного газа:

геологические по категории C₁ – 1170 млн.м³, извлекаемые – 843 млн.м³;
геологические по категории C₂ – 735 млн.м³, извлекаемые – 530 млн.м³

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал в 2024 году был выполнен «Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.», рассмотрен в ЦКРР РК (Протокол заседания № 4/10 от 14.03.2024 г.) и утвержден (письмо Министерства энергетики РК № 17-1-17/1268 от 26.03.2024 г.)

А также, на основе вышеуказанных утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал выполнен настоящее «Дополнение к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г».

В «Дополнении к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г» приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.



Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Бурбайтал надсолевое основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно рекомендациям методического руководства по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и законов РК.

При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования добывающих скважин в период ведения разработки необходимо проводить соответствующие уточнения технологических показателей.

Для эксплуатации месторождения Бурбайтал надсолевое рассмотрены **два варианта разработки нефтяных и газовых залежей**, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **1 вариант разработки нефтяных и газовых залежей является наиболее эффективным.**

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

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 1-й (рекомендуемый) вариант разработки нефтяных и газовых залежей и принятые проектные решения.

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

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

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)

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

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

«Дополнение к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

В 2022 году по интерпретации данных сейсморазведки 3Д в совокупности со всем промыслово-геофизическим материалом по пробуренным скважинам был составлен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.10.2022г., запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом.

В целом по надсолевому комплексу Бурбайтал:

нефти:

геологические по категории C_1 - 2623 тыс.т., извлекаемые – 684 тыс.т.,
геологические по категории C_2 – 2601 тыс.т., извлекаемые – 510 тыс.т.;

растворенного газа:

геологические по категории C_1 – 46 млн.м³, извлекаемые - 13 млн.м³;
геологические по категории C_2 – 47 млн.м³, извлекаемые – 8 млн.м³;

свободного газа:

геологические по категории C_1 – 1170 млн.м³, извлекаемые – 843 млн.м³;
геологические по категории C_2 – 735 млн.м³, извлекаемые – 530 млн.м³;

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал надсолевое выполнено «Дополнение к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г».

В «Дополнении к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2026 года) состояния, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, представлена концептуальная техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе, Атырауской области, Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау. Ближайшими населенными пунктами от района проектируемых работ являются: с западной стороны - районный центр село Курмангазы в 20 км и село Жумекен в 14,5 км, с северо-восточной стороны на расстоянии 3 км находится разъезд №8 (разъезд Афанасьев) и с юго-западной стороны расположено село Алга в 10 км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. Месторождение Бурбайтал расположено в 2 км от автотрассы Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

Поставка воды для объектов месторождения Бурбайтал на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» будет осуществляться на основании договора между ТОО «Аскер Мунай» и ТОО «Курмангазы су Арнасы».

Бутилированная питьевая вода будет доставляться автотранспортом из города Атырау. Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком. Качество воды для работающего персонала должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

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

Законных интересов населения на территорию нет, так как месторождение Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» находится на удаленном расстоянии от жилой зоны. ТОО «Аскер Мунай» является Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое. Месторождение Бурбайтал надсолевое находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

Территория проведения работ расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину.

Месторождение Бурбайтал расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау. Ближайшими населенными пунктами от района проектируемых работ являются: с

западной стороны - районный центр село Курмангазы в 20 км и село Жумекен в 14,5 км, с северо-восточной стороны на расстоянии 3 км находится разъезд №8 (разъезд Афанасьев) и с юго-западной стороны расположено село Алга в 10 км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. Месторождение Бурбайтал расположено в 2 км от автотрассы Атырау-Астрахань.

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

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

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- ❖ исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- ❖ определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- ❖ создание рынка рабочих мест;
- ❖ инвестиционные вложения;
- ❖ создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ❖ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ❖ консультации с заинтересованными сторонами;
- ❖ переговоры;
- ❖ процедуры урегулирования конфликтов;
- ❖ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ❖ конкуренция за рабочие места;
- ❖ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ❖ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ❖ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ❖ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ❖ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы

не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

6.2 Биоразнообразие

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

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

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся

источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

В гидрогеологическом отношении месторождение Бурбайтал расположено в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна, где с учетом гидродинамических особенностей, выделяются два гидрогеологических этажа: верхний надсолевой и нижний подсолевой. Разделяет этажи водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

По условиям формирования и залегания подземные воды надсолевого комплекса делятся на две гидродинамические зоны. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных грунтовых вод или слабо напорных подземных вод. Нижняя зона представлена напорными водами водоносных комплексов и горизонтов альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских и триасовых отложений.

По состоянию на 01.01.2026 г. для изучения свойств и состава воды надсолевого комплекса месторождения Бурбайтал проанализированы 8 проб из шести скважин: Т-1, Т-7, 402, 403, 408, 409. Исследования выполнены в условиях лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», в аккредитованной лаборатории ТОО «КазНИГРИ» и испытательной лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости, а также данные по нитрату и нитриту, аммонийному азоту, закисному железу, оксиду кремния и кремниевой кислоты. В пробе воды (2008 год) из юрских отложений скважины Т-1 определены микрокомпоненты бром и йод.

Меловые отложения. Из меловых отложений скважин Т-1, Т-7, 408 и 409 отобраны 4 пробы воды в 2025 году и проанализированы работниками испытательной лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе». По полученным результатам в среднем минерализация составила 113050 мг/дм³, что относит воды к группе крепких рассолов и по генетической классификации В.А. Сулина к хлоридно-кальциевому типу, что является благоприятным показателем нефтеносности. Содержание анионов хлора в среднем составляет 69612 мг/дм³, ионов натрия

и калия 40127 мг/дм³. При среднем значении pH=6,83 воды имеют кислые свойства. Сумма кальция и магния 208 мг-экв/дм³, что относит воды к группе очень жестких.

Юрские отложения. Проба воды со скважины Т-1 была отобрана 28.04.2008 г. и исследования выполнены в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз». По полученным данным вода характеризуется как слабый рассол с минерализацией 91389 мг/дм³, при плотности 1,068 г/см³. При преобладании хлор-иона 56174 мг/дм³ над ионами натрия с калием 32797 мг/дм³ закономерен генетический тип как хлор кальциевый, что характерно для глубинного происхождения подземной воды. При pH=6,9 воды имеют кислые свойства, а по сумме кальция и магния 161 мг-экв/дм³ жесткие. Содержание брома составляет 3,14 мг/дм³, йода 0,16 мг/дм³, а также железо - 8,5 мг/дм³ и механические примеси – 454 мг/дм³.

Триасовые отложения. В 2025 году из триасовых горизонтов Т-IV, V, VI скважины 403 отобрана проба воды, которая проанализирована в лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе». В результате минерализация составила 103560 мг/дм³, что характеризует воду как крепкий рассол, а, при pH=6,7 является кислой. Для более полного изучения пластовых вод триасовых отложений определены анионы азота – нитрат и нитрит, а также оксид кремния и содержание кремниевой кислоты, железо. При значительном преобладании ионов хлора над ионами натрия и калия, по генетической классификации вода относится к хлоркальциевому типу.

Пробы воды со скважины 402 были отобраны 06.12.2014 г. и 14.12.2014 г. из триасового горизонта Т-IV-III (интервалы 1490-1510, 1567-1573 м) и исследованы в аккредитованной лаборатории ТОО «КАЗНИГРИ». Результаты проведенных исследований показали, что пластовые воды триасовых отложений представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 204,7-206 г/дм³, в среднем составляя 205,3 г/дм³, при средней плотности 1,164 г/см³. При pH=6,01-7,01 воды характеризуются как кислые с переходом в нейтральные. Общая жесткость составляет 573,1 мг-экв/дм³, что является очень жесткой.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - 68641 до 68648 мг/дм³, в среднем составляя 68645 мг/дм³, Ca²⁺ - 8489-8953 мг/дм³, в среднем - 8721 мг/дм³, Mg²⁺ в диапазоне 1642-1646 мг/дм³, в среднем 1645 мг/дм³, Cl⁻ в 124938-125837 мг/дм³, в среднем - 125388 мг/дм³, SO₄²⁻ находится в диапазоне 795-910 мг/дм³, что в среднем 853 мг/дм³, HCO₃⁻ - 88-93 мг/дм³, в среднем - 91 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Механические примеси в пробах находятся от 0,03 до 0,1 мг/дм³. По данным результатов анализа проб воды со скважины 402, выполненных в лаборатории ТОО «КазНИГРИ», по показателям, как расчетным, так и фактическим

свойствам вода не является пластовой, и тем самым отнесены к технологическим жидкостям.

По степени минерализации подземные воды нефтеносных надсолевых отложений месторождения Бурбайтал являются крепкими рассолами. Воды очень жесткие, кислые. Для работников месторождения рекомендуется в отобранных пробах подземной воды продуктивных горизонтов определять микрокомпоненты бром и бор, наличие которых отражает главным образом характер гидрогеологической закрытости недр, т.е. являются косвенным показателем нефтеносности, который в ряде случаев успешно используется при региональной и локальной оценке углеводородной продуктивности недр.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- ❖ при строительстве буровых площадок;
- ❖ при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- ❖ продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);

- ❖ легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра на месторождении не предусматривается.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

Контрактная территория месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» отсутствуют.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Бурбайтал надсолевое при реализации проектных решений по «Дополнению к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2025 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Бурбайтал надсолевое на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- ❖ Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
- ❖ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ❖ Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ❖ При производственной деятельности ТОО «Аскер Мунай» образуются отходы производства и потребления, которые сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.

	Оврагообразование и эрозия.	
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- ❖ прямые воздействия;
- ❖ кумулятивные воздействия;
- ❖ трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая принятый размер санитарно-защитной зоны месторождения Бурбайтал (1000 метров) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем 2-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Технология внутривнепромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

По 1 варианту разработки (рекомендуемый):

В 2026 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 48 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 25 ед.

В 2027 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 52 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 29 ед.

В 2028 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 65 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 41 ед.

В 2029 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 70 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 46 ед.

В 2030 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 72 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 48 ед.

По 2 варианту разработки:

В 2026 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 50 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 27 ед.

В 2027 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 56 ед., из них организованных – 23 ед., неорганизованных – 33 ед.

В 2028 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 72 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 48 ед.

В 2029 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 78 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 54 ед.

В 2030 году общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 81 ед., из них организованных – 24 ед., неорганизованных – 57 ед.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – 77,956896897 г/с, 156,991848896 т/год.
- ✓ 2027 год – 71,579970296 г/с, 163,263701889 т/год.
- ✓ 2028 год – 97,163963199 г/с, 506,228637393 т/год.
- ✓ 2029 год – 90,818266598 г/с, 513,775704891 т/год.
- ✓ 2030 год – 57,156013593 г/с, 483,587646385 т/год.

❖ **2 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – 112,147689902 г/с, 205,001447902 т/год.
- ✓ 2027 год – 85,608883498 г/с, 194,311336894 т/год.
- ✓ 2028 год – 111,386346401 г/с, 542,919309402 т/год.
- ✓ 2029 год – 98,347223199 г/с, 544,736781398 т/год.
- ✓ 2030 год – 71,531006795 г/с, 524,171935389 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят диоксид азота, оксид азота, сажа, диоксид серы, углерода оксид, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, Углеводороды предельные C₁₂-C₁₉ (Алканы) и Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Непосредственно на территории месторождения Бурбайтал нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы производства и потребления сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Все отходы на месторождении Бурбайтал временно складировются в специальные емкости и контейнеры. Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены **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. 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).

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 (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- ✓ «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;
- ✓ «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- ✓ «Типовые правила расчета норм образования и накопления коммунальных отходов». Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 сентября 2021 года № 347.

Результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Бурбайтал надсолевое представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Бурбайтал надсолевое

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, т/год
1	2	3
Всего	0	91,41325
В том числе отходов производства	0	77,7045
Отходов потребления	0	13,70875
Опасные отходы		
Лампы люминесцентные, ртутьсодержащие	0	0,043
Отработанные аккумуляторы	0	0,92
Отработанные масла (отработанное моторное масло, отработанное специальное масло, отработанное трансмиссионное масло)	0	50,6875
Отработанные фильтры (масляные, топливные фильтры, воздушные)	0	0,728
Ветошь промасленная	0	1,27
Тара из под масел и нефти	0	4,13
Медицинские отходы	0	0,044
Неопасные отходы		
Металлолом	0	10
Огарки сварочных электродов	0	0,003
Отработанные шины	0	3,2
Коммунальные отходы	0	8,89075
Пищевые отходы	0	4,818
Отходы оргтехники	0	0,5
Резинотехнические изделия	0	0,3
Спецодежда	0	0,05
Макулатура	0	4,664

Пластмасса	0	0,583
Стекло	0	0,43725
Отходы эмали	0	0,14475
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Отходы на месторождении временно складироваться в специальные емкости и контейнеры на срок не более шести месяцев согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки будут производиться в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

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).

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 (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности непосредственно на территории месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» не предусмотрено.

Непосредственно на территории месторождения Бурбайтал нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы производства и потребления будут сдаваться в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска. Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий. Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

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 в нефтегазовом комплексе 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 объектах нефтегазового комплекса. Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;

- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. 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, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с

последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 11.1.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При разработке месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространению сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади.

В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

К авариям на производстве относятся полное или частичное повреждение оборудования, машины, механизмов, агрегатов, разрушение зданий и сооружений, в результате которых произошли (или могут произойти) несчастные случаи взрывы, пожары, внезапные выбросы опасных и токсичных веществ, представляющих потенциальную опасность для жизни и здоровья людей, а также возможно длительное нарушение производственного процесса.

Возможные виды аварий

- ✓ Пропуски углеводородного сырья (нефть, газ) через фланцевые и резьбовые соединения на устье скважин, приводящие к невозможности дальнейшей эксплуатации скважин.
- ✓ Обильные пропуски углеводородного сырья (нефть, газ), через сальниковые уплотнители создающие пожароопасность.
- ✓ Порыв или разрыв выкидной линии скважин.
- ✓ Сильный пропуск углеводородного сырья через межколонный отвод скважины в результате межколонного проявления.

- ✓ Выброс нефти и газа при проведении подземного и капитального ремонта скважин.
- ✓ Взрыв или открытый фонтан на скважине.
- ✓ Пожар на площадке дренажной емкости.
- ✓ Обрыв провода ВЛ.
- ✓ Аварийное отключение электроэнергии на месторождении.
- ✓ Возгорание электроустановок.
- ✓ Разгерметизация или нарушение целостности нефтегазосепаратора.
- ✓ Разрушение фланцевых соединений или запорной арматуры нефтегазосепаратора.
- ✓ Порыв в змеевике печи подогрева.
- ✓ Разрушение фланцевых соединений или запорной арматуры газосепаратора.
- ✓ Пожар в блоке печи подогрева.
- ✓ Пожар на технологической насосной площадке.
- ✓ Пожар на площадке дренажной емкости.
- ✓ Неисправность регулирующего клапана на выходе нефтегазосепаратора.
- ✓ Порыв газовой линии топливного газа.
- ✓ Не поступает топливный газ на подогреватели.
- ✓ Возникновение возгорания в газовом хозяйстве.
- ✓ Пожар в помещении операторной.

План действий при различных видах аварий

1. Пропуск нефти и газа во фланцевых, резьбовых соединениях на внутренней коммуникации, приводящие к невозможности эксплуатации и требующие остановки:
 - ✓ Немедленно сообщить руководству, диспетчеру. Удалить всех посторонних работников из территорий, и приготовить первичные средства пожаротушения. Требуется определить характер аварии для ликвидации аварии, технику, людские ресурсы. Сообщить начальнику управления месторождением, вызвать слесарей и сварочное звено, если необходимо.
 - ✓ Остановить скважины, закрыть задвижки на манифольде. Остановить технологические процессы.
 - ✓ Отключить перекачивающий насос, вывесить плакат «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ!». Закрыть задвижки на участке порыва или пропуска, сбавить давление и подготовить место к ремонтным работам.

- ✓ Вызвать противопожарную службу и оповестить должностных лиц согласно списку оповещения ПЛА. До момента прибытия ответственного руководителя или его заместителя, выявляет число персонала, застигнутого аварией, и его местонахождение на объекте. Вызвать дежурного электрика. Принять меры по защите и безопасности близлежащих сооружений и строений.
 - ✓ Отключить напряжение силовых и осветительных линий, которые могут оказаться в загазованной зоне.
 - ✓ Провести боевое развертывание.
 - ✓ Составить план производства работ по ликвидации аварии и ее последствий.
 - ✓ Ликвидировать аварию и после ликвидации аварии сообщить руководству, открыть задвижки скважин, задвижки на оборудовании, запустить скважины, запустить насос, поставить на нормальный режим работы оборудование.
 - ✓ Локализовать участок разлива нефтепродуктов, преградив растекание нефтепродукта по поверхности земли сооружением валов, насыпей, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек. Выполнить противопожарное устройство участка: оградить полосами светоотражающей ленты шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете разведения открытого огня.
2. Любые неисправности насосов по механической части, при которых откачку сырья невозможно производить.
- ✓ Немедленно сообщить руководству, диспетчеру. Удалить всех посторонних работников из территорий, и приготовить первичные средства пожаротушения, сообщить о характере неисправности и вызвать слесарей для ликвидации.
 - ✓ Остановить скважины, закрыть задвижки на манифольде.
 - ✓ Остановить технологические процессы закрыть соответствующие задвижки, сообщить об остановке.
 - ✓ Отключить перекачивающий насос, повесить плакат «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ!».
 - ✓ Подготовить насосы и место работы для ремонта.
 - ✓ Оповестить должностных лиц согласно списку оповещения ПЛА. До момента прибытия ответственного руководителя или его заместителя, выявляет число персонала, застигнутого аварией, и его местонахождение на объекте. Вызвать дежурного электрика. Принять меры по защите и безопасности близлежащих сооружений и строении.

- ✓ Отключить напряжение силовых и осветительных линий, которые могут оказаться в загазованной зоне.
- ✓ Ликвидировать неисправности насосов и после ликвидации аварии сообщить руководству, открыть задвижки скважин, задвижки на оборудовании, запустить скважины, запустить насос и поставить на нормальный режим работы.
- ✓ Сообщить руководству о ликвидации аварии.

3. Порыв и сильные пропуски нефти на змеевике печи подогрева.

- ✓ Немедленно сообщить руководству и диспетчеру. Удалить всех посторонних работников из территорий, и приготовить первичные средства пожаротушения, сообщить о характере неисправности и вызвать слесарей и электрогазосварщиков для ликвидации.
- ✓ Вызвать противопожарную службу и оповестить должностных лиц компании согласно списку оповещения ПЛА. До момента прибытия ответственного руководителя или его заместителя, выявляет число персонала, застигнутого аварией, и его местонахождение на объекте. Вызвать дежурного электрика. Принять меры по защите и безопасности близлежащих сооружений и строений.
- ✓ Отключить напряжение силовых осветительных линий, которые могут оказаться в загазованной зоне.
- ✓ Провести боевое развертывание.
- ✓ Закрыть доступ топлива на печь.
- ✓ Остановить насосы и вывесить плакат «НЕ ВКЛЮЧАТЬ-РАБОТАЮТ ЛЮДИ!».
- ✓ Отсечь печь, закрыв приемную и выкидные задвижки, открыть байпасную задвижку.
- ✓ Ликвидировать пропуск на змеевике, задействовать печь.

4. Загорание печи подогрева

- ✓ Немедленно вызвать противопожарную службу, сообщить руководству, диспетчеру. Удалить всех посторонних работников из территорий, и приготовить первичные средства пожаротушения.
- ✓ Оповестить должностных лиц согласно списку оповещения ПЛА. До момента прибытия ответственного руководителя или его заместителя, выявляет число персонала, застигнутого аварией, и его местонахождение на объекте. Вызвать

дежурного электрика. Принять меры по защите и безопасности близлежащих сооружений и строений.

- ✓ Отключить напряжение силовых осветительных линий, которые могут оказаться в загазованной зоне.
- ✓ Перекрыть газ на горелке печи подогрева или отсекающую задвижку сепаратора. Остановить насосы, повесить плакат «НЕ ВКЛЮЧАТЬ - РАБОТАЮТ ЛЮДИ!», отсечь печь, закрыв задвижки на приемной и выкидной линии насосов.
- ✓ Открыть задвижку аварийного сброса из змеевика печи.
- ✓ Принять меры к недопущению переброса пламени к другим объектам. Удалить из опасной зоны рабочих и ИТР не занятых ликвидаций пожара. ДПФ по прибытию пожарной службы помогать в ликвидации пожара.
- ✓ Приступить к тушению.
- ✓ Составить план производства работ по ликвидации аварии и ее последствий.

5. Аварийное отключение электроэнергии

- ✓ Немедленно сообщить руководству, диспетчеру.
- ✓ Вызвать электрика, организовать работу электротехнического персонала
- ✓ При подключениях электроэнергии запустить насосы, вернуть в рабочий режим скважины.
- ✓ Сообщить руководству о ликвидации аварии.

6. Обрыв провода ЛЭП.

- ✓ Немедленно сообщить руководству, диспетчеру.
- ✓ Вызвать дежурного электрика, организовать работу электротехнического персонала.
- ✓ Оградить зону обрыва ЛЭП провода, установить запрещающий знак «проход запрещен», не допустить людей до приезда электротехнического персонала.
- ✓ Сообщить руководству о ликвидации аварии.

7. Возгорание электроустановок

- ✓ Немедленно сообщить руководству, диспетчеру.
- ✓ Вызвать противопожарную службу и дежурного электрика, организовать работу электротехнического персонала
- ✓ Отключить электроустановку.
- ✓ Вывести людей из зоны пожара.

- ✓ Организовать сбор и выезд на место аварий членов ДПФ с первичными средствами пожаротушения и предохранительными приспособлениями. Приступить к тушению пожара до подхода пожарной службы. При необходимости принять меры к отключению электроэнергии, остановить насосы и скважины. Принять меры по обеспечению бесперебойного водоснабжения для тушения пожара. Организовать совместную работу с пожарной службы.
- ✓ Приступить к тушению.
- ✓ Сообщить руководству о ликвидации аварии.

8. Возгорание помещении операторской.

- ✓ Немедленно сообщить руководству, диспетчеру.
- ✓ Вызвать противопожарную службу, организовать сбор и выезд на место аварий членов ДПФ с первичными средствами пожаротушения и предохранительными приспособлениями.
- ✓ При необходимости принять меры к отключению электроэнергии.
- ✓ Удалить из опасной зоны рабочих и ИТР не занятых ликвидацией пожара.
- ✓ Приступить к тушению пожара до подхода пожарной службы. Принять меры по обеспечению бесперебойного водоснабжения для тушения пожара. Организовать совместную работу с пожарной службой. Сообщить руководству о ликвидации аварии.
- ✓ Приступить к тушению.

В соответствии с ПЛА при возникновении аварии, угрожающей взрывом, пожаром или выбросом опасных и токсичных веществ, начальник управления месторождением, несущие персональную ответственность в соответствии с действующим законодательством за полноту и своевременность введения в действия плана ликвидации аварии (ПЛА) и плана тушения пожара (ПТП) – в дальнейшем план быстрого реагирования (ПБР) обязан:

- ✓ подать звуковой сигнал и оповестить людей через радиосвязь;
- ✓ объявить сбор членов добровольной пожарной дружины (ДПД);
- ✓ приступить к работам по спасению людей и ликвидации аварии. Эвакуация всех людей, за исключением членов ДПД, производится вывозом в безопасное место;
- ✓ вызвать на место аварии отраслевое специализированное аварийно-спасательное подразделение, мед.службу;
- ✓ сообщить об аварии дежурному диспетчеру;

- ✓ подготовить первичные средства пожаротушения, средства защиты, обеспечить бесперебойное водоснабжение, освободить проезды к объекту;
- ✓ оказать первую медицинскую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы объекта (участка) или опасной зоны наружных установок всех рабочих и инженерно-технических работников (ИТР), не занятых ликвидацией аварии или пожара. Доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации производится только с разрешения руководителя аварийных работ;
- ✓ в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
- ✓ на месте аварии или пожара на смежных участках прекратить все виды работы с применением открытого огня и другие работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;
- ✓ принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;
- ✓ прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию или ликвидацию аварии или пожара;
- ✓ удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима и если возможно, понизить давления в аппаратах;
- ✓ на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварий. При этом не допускать транспорт без искрогасителей;
- ✓ обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горючего продукта, обрушения конструкции, поражений электрическим током, отравлений ожогов;
- ✓ при необходимости принять меры по устройству обвалования против разлива ЛВЖ и ГЖ и по откачке разлитой нефти из аварийного амбара на подготовку, после ликвидации аварии, используя вспомогательную технику и оборудование, а также по утилизации, оставшегося замазученного грунта, с вывозом на предназначенный для этих целей полигоны.

Ответственный руководитель ликвидаций аварии в зависимости от обстановки на месте аварии организует штаб ликвидации аварии или пожара.

Аварийное положение может быть отменено только после ликвидации аварии или пожара, тщательного обследования технического состояния оборудования и коммуникации в месте аварийной ситуации, проведении анализов на отсутствие взрывоопасных концентрации горючих газов и паров, очистке территории объекта.

Порядок действий при чрезвычайных и аварийных ситуациях рассмотрен в «Плане ликвидации аварий».

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие. Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала. 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 при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, 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.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК, а также иных нормативных правовых актов РК.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности

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.

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

ТОО «Аскер Мунай» ежегодно разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Аскер Мунай» выполняется следующий объем работ по охране атмосферного воздуха на месторождении Бурбайтал:

- ✓ своевременная герметизация неплотностей запорной арматуры и фланцевых соединений, замена неисправных прокладок, запорной арматуры, оборудования и т.д.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снизить негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию,

нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;

- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;

- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- мероприятия по озеленению будут производиться согласно заключенному меморандуму. На ежегодной основе будет производиться озеленение с.Алга, а именно поставка саженцев (деревьев/кустарников) в количестве 120 единиц в год начиная с 2025 года и до конца 2027 года, высадка поддерживается за счет собственных средств. Затраты за три года составляет 360000 тенге.
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. 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 на месторождении являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации. При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество вредных веществ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня

водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Аскер Мунай» компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов на месторождении Бурбайтал:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;

- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические

исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;

- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;

- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления ТОО «Аскер Мунай» включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

- 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;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;

- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Аскер Мунай» на месторождении Бурбайтал выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами:

- ✓ сбор, учет и своевременная сдача отходов производства и потребления специализированным организациям.

12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя

плодородия.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Аскер Мунай» на месторождении Бурбайтал выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земель:

- ✓ защита земель от истощения, деградации, загрязнения отходами производства и потребления путем обустройства внутри промысловых дорог;
- ✓ проведение работ по рекультивации нарушенных земель.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

- 1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;
- 2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на

восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Аскер Мунай» на месторождении Бурбайтал, компанией выполняется, и будет выполняться следующий объем работ по охране растительного мира:

- ✓ Озеленение территории месторождения, а также на границе СЗЗ предприятия (50 саженцев);
- ✓ мероприятия по озеленению на границе СЗЗ, уход за зелёными насаждениями (50 саженцев).

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

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам (мероприятия по озеленению будут производиться согласно заключенному

меморандуму. На ежегодной основе будет производиться озеленение с.Алга, а именно поставка саженцев (деревьев/кустарников) в количестве 120 единиц в год начиная с 2025 года и до конца 2027 года, высадка поддерживается за счет собственных средств. Затраты за три года составляет 360000 тенге);

- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

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

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- ❖ защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- ❖ запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- ❖ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ❖ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;

- ❖ озеленение территорий объекта предприятия (мероприятия по озеленению будут производиться согласно заключенному меморандуму. На ежегодной основе будет производиться озеленение с.Алга, а именно поставка саженцев (деревьев/кустарников) в количестве 120 единиц в год начиная с 2025 года и до конца 2027 года, высадка поддерживается за счет собственных средств. Затраты за три года составляет 360000 тенге);
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Бурбайтал надсолевое сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Бурбайтал надсолевое

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Итого:	-	-	-	Средняя (15,9)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое составляет 15,9 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды.*

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия. Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:	-	-	-	-	-	-	+12	Высокое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Итого:	-	-	-	-	-	-	+19	Высокое положительное



15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности. Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду. Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет. Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- ❖ упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- ❖ применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду;
- ❖ техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- ❖ соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- ❖ применение современных технологий ведения работ;
- ❖ использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- ❖ проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- ❖ своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- ❖ временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 17.1.1 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 возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

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 четырёх 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 трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.2.1.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ 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 (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	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 до 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 на удалении 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>	Продолжительность воздействия 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 воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, 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

Таблица 17.2.1 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

Таблица 17.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан. Координаты отвода: 46°42'12" СШ - 49°25'35" ВД; 46°41'59" СШ - 49°32'57" ВД; 46°40'40" СШ - 49°33'00" ВД; 46°36'15" СШ - 49°38'49" ВД; 46°34'26" СШ - 49°37'46" ВД; 46°34'59" СШ - 49°33'22" ВД; 46°39'05" СШ - 49°31'42" ВД; 46°41'05" СШ - 49°25'29" ВД;

Горный отвод выдан Министерством индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан Комитета геологии (№31-09/1194 от 12.05.2023 года. Рег №582-Д от 12.05.2023 года). Площадь участка недр составляет – 92,89 кв.км. Глубина отвода – от абсолютной отметки минус 1900 м.

Ситуационная карта расположения месторождения представлена на рисунке 19.1.

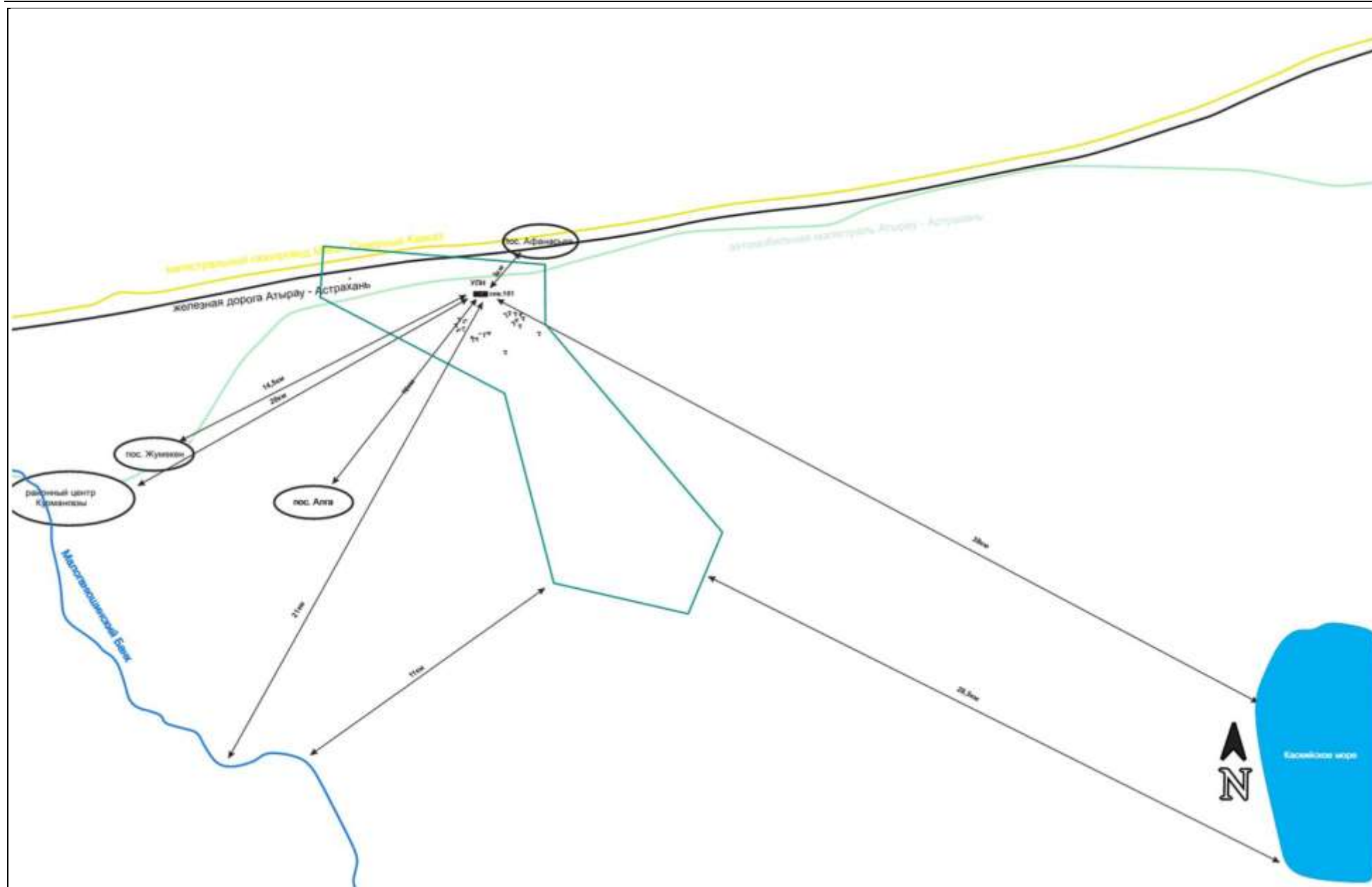


Рисунок 19.1 - Ситуационная карта расположения месторождения Бурбайтал.

Описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков, на которых могут быть обнаружены выбросы, сбросы и иные негативные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря.

Месторождение Бурбайтал расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау. Ближайшими населенными пунктами от района проектируемых работ являются: с западной стороны - районный центр село Курмангазы в 20 км и село Жумекен в 14,5 км, с северо-восточной стороны на расстоянии 3 км находится разъезд №8 (разъезд Афанасьев) и с юго-западной стороны расположено село Алга в 10 км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. Месторождение Бурбайтал расположено в 2 км от автотрассы Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Северные и восточные берега моря из-за низменности и равнинности, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Атмосферные процессы здесь протекают под влиянием полярного, тропического и арктического вторжений воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога

сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих воздушных масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата, во многом связанный с изменениями уровня Каспийского моря. Поэтому характерным здесь является малое количество осадков, низкая влажность воздуха, значительное испарение, большие перепады температуры воздуха в сезонном и суточном ходе. В районе расположения проектируемых работ среднегодовая температура воздуха находится в пределах от 9,7 до 11,1°C. В самый холодный период (январь) средние месячные значения температур воздуха колеблются от минус 4°C до минус 6,9°C, испытывая понижения ночью до минус 16°C и повышения днем до минус 2°C. Здесь температура воздуха ниже минус 10°C держится в среднем около 5-10 дней, максимально - около месяца. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до минус 30°C, а в аномально теплые - неожиданные оттепели до 5-15°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца – 5,2°C. Средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль) колеблется в пределах 21,8-26,3°C, претерпевая днем увеличение до 30-33°C, а ночью понижение до 18-20°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца – 13°C. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30°C, наступает во второй половине июня и продолжается до середины августа. В результате охлаждающего воздействия моря жаркая погода на самом Каспии и его побережье имеет меньшую повторяемость. Например, в Курмангазы температура выше 30°C в среднем наблюдается на протяжении около 25 дней (максимально – 1,5 месяца), а температура выше 35°C - только 7-8 дней. Абсолютная максимальная температура воздуха – 40°C. Продолжительность периода с температурой воздуха выше 10°C - от 170 до 180 дней.

Относительная влажность в северной части Каспийского моря сравнительно невелика: средняя за лето – 44 %, средняя за год – 56 %. Весной, осенью и особенно зимой относительная влажность северных берегов моря увеличивается до 60-80 %, а в отдельных местах – до 90 %.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 68 % (метеостанция Ганюшкино). Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре (75-89 %), а минимальная (48 %) - в июне.

Четкая сезонная изменчивость количества осадков не прослеживается, слабо выраженный максимум наблюдается в теплый период года. Количество осадков составляет до 134,2 мм в год, в дождливые годы оно возрастает до 365 мм. Осадки выпадают главным образом в виде дождя. Снег бывает только с ноября по март. На Северном Каспии в январе-

феврале в связи с наличием ледяного покрова испарение практически прекращается, а в северо-восточном районе сменяется обратным процессом – конденсацией. В эти месяцы на Северном Каспии количество осадков несколько превышает испарение.

Снежный покров в среднем удерживается с 1 января по 6 марта. Первые заморозки наступают в среднем в 9-10 ноября. Средняя многолетняя высота снежного покрова достигает до 8 см. Для района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Летом в Северном Каспии преобладают северные, северо-восточные и восточные ветры. Средняя скорость ветра в течение года составляет до 4,2 м/с. Сильные ветры наблюдаются с октября по апрель. Повторяемость штормов в открытом море в течение года не превышает 5 %. Среднее годовое число дней со штормами на побережье – от 24 до 32. Максимальная скорость ветра может достигать 40 м/с; ветры со скоростью 34 м/с отмечаются 1 раз в 40-50 лет. Преобладающими являются восточные ветры, наибольшая их повторяемость приходится на осень, зиму и раннюю весну. В холодное время года преобладают восточные и юго-восточные ветры. В первую половину весны нередко ветры и западных направлений, а во вторую половину осени и зимой – северных. Повторяемость слабых ветров менее 6 м/с составляет в среднем летом 63 %, в остальные сезоны – от 40 до 43 %. Средние месячные скорости ветра в течение года изменяются незначительно от 3,6 до 4,6 м/с.

Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в зимне-весеннее время. Скорости ветра 10 м/с и более отмечаются во все сезоны года, но с наибольшей повторяемостью зимой.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «Аскер Мунай». Адрес: Республика Казахстан, г.Алматы. Площадь Республики, дом 15, 3 этаж. Тел: +7(727)3518643. e-mail:reception@askermunai.com. БИН 060640013221. ИИК KZ59821DE1ZL10000001. Филиал АО «Bank RBK» в г. Алматы. БИК KINCKZKA. Генеральный директор ТОО «Аскер Мунай» - Кулумбетов Гамаль Ерболатович.

Краткое описание намечаемой деятельности

В 2023 году был выполнен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях на месторождении Бурбайтал по состоянию на 01.10.2022 г.», запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.). Основанием для составления, которого послужило окончание срока разведки по

Контракту № 1280 и необходимость перехода на промышленный этап разработки месторождения.

В конце 2023 года на основании утвержденных запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.», рассмотрен в ЦКРР РК (Протокол заседания № 4/10 от 14.03.2024 г.) и утвержден (письмо Министерства энергетики РК № 17-1-17/1268 от 26.03.2024 г.) по 2 варианту разработки.

В связи с получением разрешения на закрепление периода добычи, а также с отставанием по вводу месторождения в промышленную разработку, возникла необходимость в составлении настоящего «Дополнения к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.», в рамках которого откорректированы объемы по добыче нефти и газа, график бурения и ввода скважин по годам.

В настоящем «Дополнении к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г.» рассмотрены 2 варианта разработки, из которых рекомендуемым предлагается 1-й вариант разработки. Проектом предоставляются следующие варианты рациональной системы разработки добычи углеводородного сырья:

Для достижения этого объема отборов, просчитаны технологические показатели разработки для системы разработки с разным количеством скважин, и с распределением добычи на весь период разработки месторождения.

Первый вариант (уточненный рекомендуемый) нефтяных объектов предусматривает разработку I нефтяного объекта (горизонт А-I ЮЗ) с продолжением ППД путем законтурной закачки воды через нагнетательную скважину Т-4, остальные объекты разрабатываются на естественном режиме истощения пластовой энергии. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом скважин – 10 ед. (Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408, 409, 427, 431), а также бурением новых скважин: на I объект – 10 ед.; на II объект – 6 ед.; на III – 1 ед. и на IV объект – 2 ед.

По III объекту рассчитан 1 вариант, который участвует во всех вариантах при суммировании технологических показателей по месторождению в целом. Кроме того, по данному варианту в 2034 г. предусмотрен перевод 1 скважины (402) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VII газового объекта.

По IV объекту также предусмотрен перевод 1 скважины (403) в 2028 г. после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VI газового объекта.

В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2034 и 2040 гг. запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин (418 и 422, соответственно) на I объекте.

Второй вариант. Выполнен на основе первого и предусматривает уплотнение сетки скважин нефтяных объектов относительно 1 варианта дополнительным бурением 8 добывающих скважин, из них: на I объект – 2 ед.; на II объект – 4 ед.; на IV объект – 2 ед.

Кроме того, по данному варианту в 2034 г. предусмотрен перевод 1 скважины (402) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VII газового объекта.

Также по данному варианту в 2028 г. предусмотрен перевод скважины 403 после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасового горизонта VI газового объекта.

В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2031 и 2034 гг. запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин (418 и 422, соответственно) на I объекте.

Во всех вариантах предусмотрены геолого-технические мероприятия, направленные на оптимизацию добычи и работ по изоляции обводненных интервалов, дополнительных прострелов (реперфорации). Рекомендовано бурение 6 оценочных скважин (201, 301, 302, 405, 410 и 412).

Отмечается, что скважина 404, ранее предусмотренная как оценочная, закладывается как эксплуатационная на газовые горизонты T-V и T-VI (VI объект), но при этом предварительно решает оценку запасов C_2 , путем испытания и получения промышленных притоков нефти из нижних горизонтов T-VII, T-VIII и T-IX для дальнейшего перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 . После проведения комплексных мер по опробованию и испытанию вышеперечисленных горизонтов будет переведена на добычу газа VI объекта.

Ниже приведены характеристики вариантов разработки газовых объектов:

1 вариант уточненный рекомендуемый

V объект (газовая залежь горизонта А-I юго-западного крыла)

Вариант разработки предусматривает ввод из бурения 1 эксплуатационной скважины 413 в 2028 г. для дренирования 35 млн. m^3 газа категории C_1 на ЮЗ крыле. Этот газ будет дренироваться до 2040 г. в одной скважине, с начальным дебитом 20 тыс. m^3 /сут.

Добытый газ добавляется к общему потоку газа (триасовый газ, подсолевой газ и попутный нефтяной газ).

VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку с 2028 г. двумя одной ранее пробуренной добывающей скважиной 401 вводом из консервации, переводом скважины 403 из нефтяного фонда, также предусмотрено бурение и ввод в разработку 2-х новых скважин 404 и 406 в 2028 и 2029 гг.

Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин составит 4 единицы.

VII Возвратный объект (газовая залежь горизонта Т-III).

Вариант разработки предусматривает перевод одной скважины (402) из нефтяного фонда на газовый горизонт в 2034 г. Извлекаемые запасы в количестве 4 млн.м³ вырабатываются за 2 года.

2 вариант

VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку с 2028 г. двумя одной ранее пробуренной добывающей скважиной 401 вводом из консервации, переводом скважины 403 из нефтяного фонда, также предусмотрено бурение и ввод в разработку 4-х новых скважин с 2028 г. по 2030 г. (404 и 406 в 2028 г., 442 в 2029 г., 443 в 2030 г.). Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин по варианту 2 составит 6 единиц.

Принципиальная технология внутрипромыслового сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья на месторождении следующая:

В рамках намечаемой деятельности технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для нефтяных скважин месторождения Бурбайтал надсолевой предполагается следующая: газожидкостная смесь от устьев добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку (ЗУ), где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин, после чего объединяется с общим потоком остальных скважин и направляется на существующий пункт подготовки нефти (ППН) для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю. Выделившийся газ при сепарации планируется направлять на собственные нужды (печи подогрева и для выработки электроэнергии), излишек газа будет транспортироваться до единого для всего месторождения Бурбайтал установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Отделившаяся пластовая вода после предварительной очистки утилизируется закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Для газовых скважин предлагается к реализации герметизированная система внутрипромыслового сбора газа, в соответствии с которой продукция скважин по индивидуальным шлейфам поступает на промысловый газосборный пункт (ГСП), где на

тестовых сепараторах осуществляется поскважинный замер добываемой продукции. После замера продукция скважины объединяется с продукцией остальных скважин и общим потоком по газосборному коллектору направляется на (УКПГ). Классическая схема подготовки газа на УКПГ предполагает, что общий поток газа поступает на вход УКПГ со сложившимся в системе газосбора и на ступенях сепарации нефти давлением. Для объединения потоков газа различного уровня давлений на входе в УКПГ устанавливаются входные компрессоры. Компримированные до общего давления потоки попутного газа объединяются и единым потоком поступают на подготовку на УКПГ.

Основной объем товарного газа после УКПГ направляется в газопровод, а также на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла. Пропан-бутановая фракция после УКПГ поступает в емкости хранения и далее насосом откачивается через наливные устройства в специально приспособленные для транспорта пропан-бутановой смеси автомашины - пропановозы.

Реализация ШФЛУ осуществляется совместно с товарной нефтью, для чего поток ШФЛУ после УКПГ будет возвращен в систему товарного парка на ППН. Договоренность о реализации ШФЛУ с производителями сжиженных газов на текущем моменте не имеется.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. месторождения Бурбайтал должны быть представлены в рамках отдельного документа - в «Программе развития переработки сырого газа», разработанной в соответствии с утверждёнными технологическими показателями «Дополнения к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2026 г».

Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория месторождения расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается. В результате производственной

деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено. Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

При реализации проектных решений разработки на месторождении Бурбайтал надсолевое основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться, такие как: Печи подогрева нефти ПП-0,63, Резервуары нефти V-100 м³, Резервуары нефти V-50 м³, Факел высокого давления, Факел низкого давления, Дизельные генераторы, Резервуар для дизельного топлива V-50 м³, Газопоршневая электростанция (ГПЭС), Площадка АГЗУ, Нефтегазосепараторы (НГС), Площадка насосов перекачки нефти, дренажные емкости, Нефтеналивная эстакада, Площадка газосборного пункта (ГСП), Площадка низкотемпературной сепарации (НТС), Площадка установки фракционирования (УФ), Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ), Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы, Площадка компрессорной станции, Площадка строительства и расконсервации скважин, Площадка строительства разведочных скважин, Площадки нефтяных скважин, Площадки газовых скважин.

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2026 по 2030 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа и нефти, а также фонда действующих добывающих нефтяных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные

предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2026 по 2030 гг.).

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – 77,956896897 г/с, 156,991848896 т/год.
- ✓ 2027 год – 71,579970296 г/с, 163,263701889 т/год.
- ✓ 2028 год – 97,163963199 г/с, 506,228637393 т/год.
- ✓ 2029 год – 90,818266598 г/с, 513,775704891 т/год.
- ✓ 2030 год – 57,156013593 г/с, 483,587646385 т/год.

❖ **2 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – 112,147689902 г/с, 205,001447902 т/год.
- ✓ 2027 год – 85,608883498 г/с, 194,311336894 т/год.
- ✓ 2028 год – 111,386346401 г/с, 542,919309402 т/год.
- ✓ 2029 год – 98,347223199 г/с, 544,736781398 т/год.
- ✓ 2030 год – 71,531006795 г/с, 524,171935389 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят диоксид азота, оксид азота, сажа, диоксид серы, углерода оксид, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, Углеводороды предельные C₁₂-C₁₉ (Алканы) и Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Компания ТОО «Аскер Мунай» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складироваться в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал будут являться: **Черные металлы (металлолом)** - образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 10,0 т/год. **Промасленная ветошь** - образуется в процессе протирки деталей и механизмов и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 1,27 т/год. **Отработанные люминесцентные лампы** - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп составит 0,043 т/год. **Огарки сварочных электродов** - образуется в процессе сварочных работ. Количество огарков электродов составит 0,003 т/год. **Отработанные шины** - образуется в процессе использования автотранспорта. Количество автомобильных шин составит 3,2 т/год. **Отработанные аккумуляторы** - образуется в процессе использования автотранспорта. Количество отработанных аккумуляторов составит 0,92 т/год. **Отработанные фильтры** - образуется в процессе использования автотранспорта. Количество отработанных промасленных фильтров составит 0,728 т/год. **Тара из-под масел и нефти** - образуется в процессе использования масел на промысле. Количество отработанной тары составит 4,13 т/год. **Отходы оргтехники** - образуется в процессе использования оргтехники персоналом. Количество отработанной оргтехники составит 0,5 т/год. **Резинотехнические изделия** - образуется в процессе использования резинотехнических изделий персоналом. Количество отходов от резинотехнических изделий составит 0,3 т/год. **Спецодежда** – отход образуется в процессе использования спецодежды персоналом. Количество отхода составит 0,05 т/год. **Отработанные масла** - образуются при эксплуатации строительной техники и автотранспортных средств. Количество отхода составит 50,6875 т/год. **Медицинские отходы** - образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу. Количество отхода составит 0,044 т/год. **Отходы эмали** - образуются в процессе лакокрасочных работ. Количество отхода составит 0,14475 т/год. **Макулатура** - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество макулатуры ориентировочно составит 4,664 т/год. **Пластмасса** - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество пластика ориентировочно составит

0,583 т/год. **Стеклобой** - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество стеклобоя ориентировочно составит 0,43725 т/год. **Коммунальные отходы** - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество коммунальных отходов ориентировочно составит 8,89075 т/год. **Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)** - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 4,818 т/год.

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки Бурбайтал надсолевое составит **91,41325 т/год.**

Ориентировочные объёмы образования отходов **при строительстве 1 скважины** составят **145,91** тонн, из них: буровой шлам - 107,75 тонн, отработанный буровой раствор (ОБР) - 35,15 тонн, отработанные масла - 1,24 тонн, промасленная ветошь и рукавицы - 0,07 тонн, металлолом - 0,50 тонн, отходы использованной тары - 0,50 тонн, коммунальные (ТБО) отходы – 0,44 тонн, пищевые отходы – 0,26 тонн.

Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Информации о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что: неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин; осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин; естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. 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.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей

территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов: образование токсичного облака; взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС); пожар разлива (бассейновый пожар); струевое горение (факельный пожар); взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются: токсическое поражение; воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС; поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар); пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего: составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты: меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию; меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий

является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему: минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы; использование новейших природосберегающих экологических технологий; сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ; полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Меры по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

Основными мероприятиями при реализации проекта являются:

Атмосферный воздух: выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников; внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от источников загрязнения; проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах; внедрение и совершенствование технических и

технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду; приобретение современного оборудования, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов; внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны; строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения, контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации; строгое соблюдение всех технологических параметров; осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования; обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса; антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов; обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций; своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования; проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации; систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ; автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций; применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу; обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации; предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине; мероприятия по озеленению; высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

Водные ресурсы: осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов; внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды; проведение мероприятий, направленных на

предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод; проведение мероприятий по защите подземных вод; изучение защищенности подземных вод; оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод; систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения; выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод; контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин; проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях; установка дренажных емкостей на случай возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах; уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям; контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод; освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования; эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропускками фланцевых соединений и так далее; необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть; необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн; при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания; если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям

нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов; четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления; регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения; проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

Недра: внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию; инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра; работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа; обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования; обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых; использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче; предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию; обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод; выполнение противокоррозионных мероприятий; предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин; проведение мониторинга недр на месторождении. Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Почвенный покров: инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду; мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по

оценке их состояния; рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель; защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, от других процессов разрушения; защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель; ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления; сохранение достигнутого уровня мелиорации; выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв, упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием; строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ; выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключая попадание их на рельеф; восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов; очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования; инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов; проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Растительный покров: проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных; озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам, охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов; использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием; строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ; выделение и оборудование

специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключаяющих попадание их на рельеф; в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией; контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт; своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом; проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен, внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

Животный мир: проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных; воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности); охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов; ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью; своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом; разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных, если таковые имеются; запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.; защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов; строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой; немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям; в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира; участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты; создание маркировок на объектах и сооружениях; изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями; меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ, проведение мониторинга животного мира.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 апреля 2025 года №178-VIII;
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года.
12. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
13. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
14. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

15. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
16. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
17. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
18. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
19. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
20. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
21. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
22. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
23. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
24. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
26. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

27. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
29. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
30. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
31. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
32. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные по Атырауской области.
35. Программа производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения «Каратобе-Бурбайтал» ТОО «Аскер Мунай».
36. Отчет по результатам производственного экологического контроля на объектах месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» за 3 квартал 2025 года.
37. Программа управления отходами для месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на 2026 год.
38. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов ТОО «Аскер Мунай».

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
4. Приложение 4 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского».
6. Приложение 6 – Разрешительные документы ТОО «Аскер Мунай».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1





Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Бурбайтал надсолевое

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки (Рекомендуемый)

2026 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	3	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Расход топливного газа	Q	м³/час	16,28			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	142600			
Расход газа на печь	B	кг/час	13,15			
Удельный вес газа		кг/м³	0,808			
Содержание серы		%	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
				0,01973	0,00548	0,17283
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0055	0,0015	0,0478
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)					0,00121	0,03821
Оксид азота (NO)					0,00020	0,00621
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час	м³/сек	
				154,7	0,0430	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1
Ξ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$						0,000035
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Qф=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						580,0
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr		0,83
				Qф/Qp		0,2199
Средняя скорость газозоудушной смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$						0,6082

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot p_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	5074,343	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,75		
				n	60,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,7830	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,56738
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,20985
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00274
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00172
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00086
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000470

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000006

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

$$0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.0004 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³ /м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{фН}$, м:

$$L_{фН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{oi} = (1/1000) \cdot q_{oi} \cdot G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат	
1	2	3	4	5	6					7	
1.	Исходные данные:										
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256							
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05							
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15							
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.6	Время работы	T	ч	8760,0							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2							
		eNOx	г/кВт*ч	9,6							
		eCH	г/кВт*ч	2,9							
		eсажа	г/кВт*ч	0,50							
		eSO2	г/кВт*ч	1,2							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,54613	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,08875	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622	
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26							
		gNOx	г/кг	40							
		gCH	г/кг	12							
		gсаж.	г/кг	2,0							
		gSO2	г/кг	5							
		gCH2O	г/кг	0,5							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055							
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	10,62400	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	1,72640	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,00001826	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256	0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780	
			кг/м³							1,31	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		49,4943	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	$3,92 \cdot 1 \cdot 40,0 / 3600$		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	$(2,36 \cdot 282,00 + 3,15 \cdot 282,00) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	$40,00 / 3600$		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	$(4 \cdot 0,0111) / (3,14 \cdot 0,063)$		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004. Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	7900	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	7900	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,0632	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,0458	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0169	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00022	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000139	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000070	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000038	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6010. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 5 шт.

Источник №6011. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине всего 2 шт.

Источник №6012-6025. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$

Расчет выбросов на 1 скважину

Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 14 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки (Рекомендуемый)

2027 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3				
Расход топливного газа	Q	м³/час	29,29				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	256600				
Расход газа на печь	B	кг/час	23,67	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м³	0,808				
Содержание серы		%	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	
				0,03550	0,00986	0,31100	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,0177	0,0049	0,1547	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO ₂)					0,00392	0,12374	
Оксид азота (NO)					0,00064	0,02011	
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2637,7	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час	м³/сек		
				278,3	0,0773		
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
Ξ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$						0,000063	
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час $Qф=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						1043,8	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr		0,83	
				Qф/Qp		0,3957	
Средняя скорость газозооушной смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$						1,0944	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	9707,676	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	114,7		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,1556	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,83734
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,30970
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00404
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00254
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00127
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000693

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000006

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3232000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

$$0.3232000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.0004 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;



величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.1050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH4]_O$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.00013 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	7,2						
		eNOx	г/кВт*ч	10,3						
		eCH	г/кВт*ч	3,6						
		есажа	г/кВт*ч	0,7						
		eso2	г/кВт*ч	1,1						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,15						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000013						
2.1	Mi=(1/3600)*em*Pэ		г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 48		0,09600
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 48	*0,8	0,10987
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 48	*0,13	0,01785
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 48		0,04800
		Msaja.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 48		0,00933
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,1	* 48		0,01467
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 48		0,00200
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 48		0,0000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	30						
		gNOx	г/кг	43						
		gCH	г/кг	15						
		gsaj.	г/кг	3,0						
		gso2	г/кг	4,5						
		gCH2O	г/кг	0,6						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	Wai=(1/1000)*qai*Gт		т/год		(1/ 1000)	*	30	* 73,000		2,19000
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 73,000	*0,8	2,51120
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 73,000	*0,13	0,40807
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 73,000		1,09500
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 73,000		0,21900
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	4,5	* 73,000		0,32850
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 73,000		0,04380
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 73,000		0,00000402
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*				
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,0727	/	0,3780			0,1922
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	173,6	* 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/ 273)		0,3780
		γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,1922	)/(	3,14*0,2²)		10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Мсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат	
1	2	3	4	5	6					7	
1.	Исходные данные:										
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256							
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05							
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15							
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.6	Время работы	T	ч	8760,0							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2							
		eNOx	г/кВт*ч	9,6							
		eCH	г/кВт*ч	2,9							
		eсажа	г/кВт*ч	0,50							
		eSO2	г/кВт*ч	1,2							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256 *0,8	0,54613	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256 *0,13	0,08875	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622	
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26							
		gNOx	г/кг	40							
		gCH	г/кг	12							
		gсаж.	г/кг	2,0							
		gso2	г/кг	5							
		gCH2O	г/кг	0,5							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055							
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00 *0,8	10,62400	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00 *0,13	1,72640	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,00001826	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256	0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780	
			кг/м³							1,31	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		49,4943	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
		$U_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0.8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004. Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	14850	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	14850	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,1188	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,0861	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0318	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00042	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000261	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000131	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000071	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 4 шт.

Источник №6011. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 2 шт.

Источник №6012-6029. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 18 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки (Рекомендуемый)
2028 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	3	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Расход топливного газа	Q	м³/час	33,33			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	291970,8			
Расход газа на печь	B	кг/час	26,93			
Удельный вес газа		кг/м³	0,808			
Содержание серы		%	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
				0,04040	0,01122	0,35387
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0229	0,0063	0,2002
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)					0,00508	0,16020
Оксид азота (NO)					0,00083	0,02603
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2637,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час	м³/сек	
				316,7	0,0880	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1
Ξ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$						0,000072
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час $Qф=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						1187,6
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr		0,83
				Qф/Qp		0,4503
Средняя скорость газозооушной смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$						1,2452

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.

Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	14007,676	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	165,6		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,6675	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,20824
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,44688
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00584
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00367
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00183
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,001000

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00001

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

$$0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.0004 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH4]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.00013 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{oi} = (1/1000) \cdot q_{oi} \cdot G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Msaja.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gsaj.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	Wai=(1/1000)*qai*Gт		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсaj.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат	
1	2	3	4	5	6					7	
1.	Исходные данные:										
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256							
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05							
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15							
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.6	Время работы	T	ч	8760,0							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2							
		eNOx	г/кВт*ч	9,6							
		eCH	г/кВт*ч	2,9							
		eсажа	г/кВт*ч	0,50							
		eSO2	г/кВт*ч	1,2							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,54613	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,08875	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622	
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26							
		gNOx	г/кг	40							
		gCH	г/кг	12							
		gсаж.	г/кг	2,0							
		gso2	г/кг	5							
		gCH2O	г/кг	0,5							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055							
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	10,62400	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	1,72640	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,0000183	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256	0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780	
			кг/м³							1,31	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		49,4943	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0024. Газопоршневая электростанция (ГПЭС). Мощность 1000 кВт.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,00		
1.3	Расход газа в час		м³/час	625,00		
1.4	Расход газа за год		м³/год	5475000,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	4423,800		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,808		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,350 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1000 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,350 * 1000 (1/ 3600) * 0,10 * 1000 (1/ 3600) * 0,000011 * 1000	1,47222 1,86667 0,30333 0,66667 0,09722 0,02778 0,0000031
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22,0 35,0 10 1,5 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22,0 * 4423,800 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,8 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 4423,800 (1/ 1000) * 1,5 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,4 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,000045 * 4423,800	97,32360 123,86640 20,12829 44,23800 6,63570 1,76952 0,000199
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		4,4036 / 0,3591	12,2640
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72 * 1E-06 * 505,00 * 1000	4,4036
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газоз при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			723
2.6	Средняя скорость газозвоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 12,2640) / (3,14 * 0,02)	694,35

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего 1 ед.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ_ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V_ч^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	$G_{т/год} = (Y_{оз} * B_{оз} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	21300	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	21300	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * K_p^{max} * V_c^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,1704	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1235	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0457	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00060	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000375	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000187	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000102	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка газосборного пункта (ГСП)

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*P_{\text{зpa}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.код.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6011. Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	50	150	мг/с	86,30950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08631
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,72186
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,08631	2,72186

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6012. Площадка установки фракционирования (УФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	60	180	мг/с	103,57140
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,10357
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,26623
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,10357	3,26623

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013. Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	10	25	мг/с	17,23190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01723
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,54343
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01723	0,54343

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014. Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,38785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	0,38785

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6015. Площадка компрессорной станции

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,35904
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	1,35904

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 7 шт.

Источник №6017. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 2 шт.

Источник №6018-6037. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 20 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6038-6041. Площадка газовой скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки (Рекомендуемый)
2029 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	3	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Расход топливного газа	Q	м³/час	33,33			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	291970,8			
Расход газа на печь	B	кг/час	26,93			
Удельный вес газа		кг/м³	0,808			
Содержание серы		%	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
				0,04040	0,01122	0,35387
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0229	0,0063	0,2002
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)					0,00508	0,16020
Оксид азота (NO)					0,00083	0,02603
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час	м³/сек	
				316,7	0,0880	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1
Ξ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$						0,000072
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Qф=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						1187,6
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr		0,83
				Qф/Qp		0,4503
Средняя скорость газозоудушной смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$						1,2452

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	17974,343	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	212,5		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,1396	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,55039
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,57343
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00749
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00471
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00235
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,001284

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00001

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

$$0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.0004 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.1050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.1050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.00013 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{gi} = (1/1000) * q_{gi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Msаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gsаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	Wai=(1/1000)*qai*Gт		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780	
		γог(при t=0°C)	кг/м³						1,31	
		Tог	К						673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат	
1	2	3	4	5	6					7	
1.	Исходные данные:										
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256							
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05							
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15							
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.6	Время работы	T	ч	8760,0							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2							
		eNOx	г/кВт*ч	9,6							
		eCH	г/кВт*ч	2,9							
		eсажа	г/кВт*ч	0,50							
		eSO2	г/кВт*ч	1,2							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,54613	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,08875	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622	
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26							
		gNOx	г/кг	40							
		gCH	г/кг	12							
		gсаж.	г/кг	2,0							
		gso2	г/кг	5							
		gCH2O	г/кг	0,5							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055							
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	10,62400	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	1,72640	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,0000183	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256	0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780	
			кг/м³							1,31	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		49,4943	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0024. Газопоршневая электростанция (ГПЭС). Мощность 1000 кВт.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,00		
1.3	Расход газа в час		м³/час	625,00		
1.4	Расход газа за год		м³/год	5475000,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	4423,800		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,808		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,350 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1000 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,350 * 1000 (1/ 3600) * 0,10 * 1000 (1/ 3600) * 0,000011 * 1000	1,47222 1,86667 0,30333 0,66667 0,09722 0,02778 0,0000031
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22,0 35,0 10 1,5 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22,0 * 4423,800 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,8 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 4423,800 (1/ 1000) * 1,5 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,4 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,000045 * 4423,800	97,32360 123,86640 20,12829 44,23800 6,63570 1,76952 0,000199
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		4,4036 / 0,3591	12,2640
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72 * 1E-06 * 505,00 * 1000	4,4036
2.5	Уд. вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд. вес отработ газов при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 12,2640) / (3,14 * 0,02)	694,35

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего 1 ед.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0.8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	$G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	27250	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	27250	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_c^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _c ^{max}	40	м³/час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,2180	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1580	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0584	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00076	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000480	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000240	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000131	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка газосборного пункта (ГСП)

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зpa} \cdot P_{зpa} \cdot 0,293+n_{ф} \cdot P_{ф} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6011. Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зpa}} * P_{\text{зpa}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	50	150	мг/с	86,30950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08631
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,72186
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,08631	2,72186

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6012. Площадка установки фракционирования (УФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зpa}} * P_{\text{зpa}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	60	180	мг/с	103,57140
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,10357
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,26623
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,10357	3,26623

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013. Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зpa}} * P_{\text{зpa}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	10	25	мг/с	17,23190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01723
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,54343
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01723	0,54343

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014. Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,38785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	0,38785

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6015. Площадка компрессорной станции

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,35904
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	1,35904

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 5 шт.

Источник №6017. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 3 шт.

Источник №6018-6041. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 24 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6042-6046. Площадка газовой скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 5 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки (Рекомендуемый)

2030 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	3	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Расход топливного газа	Q	м³/час	33,33			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	291970,8			
Расход газа на печь	B	кг/час	26,93			
Удельный вес газа		кг/м³	0,808			
Содержание серы		%	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
				0,04040	0,01122	0,35387
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0229	0,0063	0,2002
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)					0,00508	0,16020
Оксид азота (NO)					0,00083	0,02603
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $V_r=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час	м³/сек	
				316,7	0,0880	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1
Ξ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Q_{\phi}/Q_p \cdot \alpha^{0.5} \cdot V_{cr}/V_r \cdot 10^{-6}$						0,000072
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Q_{\phi}=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						1187,6
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				V _{cr} /V _r		0,83
				Q _φ /Q _p		0,4503
Средняя скорость газозоудушной смеси, м/с $w=(4 \cdot V_r)/(3.14 \cdot d^2)$						1,2452

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	19007,676	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	224,7		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,2627	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,63952
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,60639
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00792
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00498
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00249
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,001358

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00001

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3232000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.0004 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{gi} = (1/1000) * q_{gi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Мсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		esаж	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
				eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012				
2.1	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ		г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 256 (1/ 3600) * 10,3 * 256 *0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 256 *0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 256 (1/ 3600) * 0,7 * 256 (1/ 3600) * 1,2 * 256 (1/ 3600) * 0,15 * 256 (1/ 3600) * 0,000013 * 256					0,44089 0,54613 0,08875 0,20622 0,03556 0,08533 0,00853 0,000009
		MCO	г/с							
		MNO2	г/с							
		MNO	г/с							
		MCH	г/с							
		Mсаж	г/с							
		Mso2	г/с							
		MCH2O	г/с							
		Mбенз(а)пирен	г/с							
Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	Wai=(1/1000)*qai*Gт		т/год		(1/ 1000) * 30 * 332,00 (1/ 1000) * 43 * 332,00 *0,8 (1/ 1000) * 43 * 332,00 *0,13 (1/ 1000) * 15 * 332,00 (1/ 1000) * 3,0 * 332,00 (1/ 1000) * 5,0 * 332,00 (1/ 1000) * 0,6 * 332,00 (1/ 1000) * 0,000055 * 332,00					8,63200 10,62400 1,72640 3,98400 0,66400 1,66000 0,16600 0,0000183
		WCO	т/год							
		WNO2	т/год							
		WNO	т/год							
		WCH	т/год							
		Wсаж	т/год							
		Wso2	т/год							
		WCH2O	т/год							
		Wбенз(а)пирен	т/год							
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305 / 0,3780					0,8742
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72* 0,000001 * 148,0 * 256					0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31 (1+ 673 / 273)					0,3780
		{γог(при t=0°C)}	кг/м³							1,31
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 0,8742)/(3,14*0,2²)					49,4943

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	$3,92 \cdot 1 \cdot 40,0 / 3600$		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	$(2,36 \cdot 282,00 + 3,15 \cdot 282,00) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	$40,00 / 3600$		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	$(4 \cdot 0,0111) / (3,14 \cdot 0,063)$		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0024. Газопоршневая электростанция (ГПЭС). Мощность 1000 кВт.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,00		
1.3	Расход газа в час		м³/час	625,00		
1.4	Расход газа за год		м³/год	5475000,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	4423,800		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,808		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,350 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1000 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,350 * 1000 (1/ 3600) * 0,10 * 1000 (1/ 3600) * 0,000011 * 1000	1,47222 1,86667 0,30333 0,66667 0,09722 0,02778 0,0000031
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22,0 35,0 10 1,5 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22,0 * 4423,800 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,8 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 4423,800 (1/ 1000) * 1,5 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,4 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,000045 * 4423,800	97,32360 123,86640 20,12829 44,23800 6,63570 1,76952 0,000199
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		4,4036 / 0,3591	12,2640
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72 * 1E-06 * 505,00 * 1000	4,4036
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 12,2640) / (3,14 * 0,02)	694,35

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего 1 ед.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333. Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333. Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$					
		M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{об}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{об}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	$G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	28800	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	28800	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_c^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,2304	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1669	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0617	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00081	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000507	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000253	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000138	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка газосборного пункта (ГСП)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зpa} \cdot \Pi_{зpa} \cdot 0,293 + n_{ф} \cdot \Pi_{ф} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6011. Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	50	150	мг/с	86,30950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08631
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,72186
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,08631	2,72186

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6012. Площадка установки фракционирования (УФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	60	180	мг/с	103,57140
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,10357
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,26623
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0.10357	3.26623

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013. Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	10	25	мг/с	17,23190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01723
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,54343
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01723	0,54343

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014. Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,38785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	0,38785

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6015. Площадка компрессорной станции

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,35904
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0.04309	1.35904

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 3 шт.

Источник №6017-6043. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 27 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6044-6048. Площадка газовой скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 5 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки

2026 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3				
Расход топливного газа	Q	м ³ /час	37,28				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м ³ /год	326600				
Расход газа на печь	B	кг/час	30,12	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м ³	0,808				
Содержание серы		%	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	
				0,04519	0,01255	0,39584	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,0286	0,0079	0,2506	
Диоксид азота (NO ₂)					г/с	т/год	
					0,00636	0,20045	
Оксид азота (NO)					г/с	т/год	
					0,00103	0,03257	
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7	
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э				м ³ /час		м ³ /сек	
				354,3		0,0984	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Q_ф/Q_p*α^{0.5}* V_{cr}/V_r*10⁻⁶						0,000081	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Q_ф=29.4*Э*B/n						1328,5	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V _{cr} /V _r						0,83	
Q _ф /Q _p						0,5037	
Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*V_r)/(3.14*d²)						1,3929	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	7821,009	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,5		
				n	92,4		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,0344	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,74956
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,27723
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00362
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00228
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00114
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000621

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000006

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

$$0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.0004 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.00005252 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.00005252 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083



Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{gi} = (1/1000) \cdot q_{gi} \cdot G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Мсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат	
1	2	3	4	5	6					7	
1.	Исходные данные:										
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256							
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05							
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15							
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.6	Время работы	T	ч	8760,0							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2							
		eNOx	г/кВт*ч	9,6							
		eCH	г/кВт*ч	2,9							
		eсажа	г/кВт*ч	0,50							
		eSO2	г/кВт*ч	1,2							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,54613	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	0,08875	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622	
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26							
		gNOx	г/кг	40							
		gCH	г/кг	12							
		gсаж.	г/кг	2,0							
		gso2	г/кг	5							
		gCH2O	г/кг	0,5							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055							
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	10,62400	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	1,72640	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,00001826	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256	0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780	
			кг/м³							1,31	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		49,4943	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333. Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333. Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{O_2} \cdot B_{O_2} + Y_{B_1} \cdot B_{B_1}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{O2}	12020	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{B1}	12020	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{O2}	4	г/т	
				Y _{B1}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,0962	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,0697	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0258	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00034	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000212	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000106	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000058	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6010. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 10 шт.

Источник №6011. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при строительстве 1 скважины, всего 2 шт.

Источник №6012-6027. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 16 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки

2027 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3	$P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$			
Расход топливного газа	Q	м ³ /час	54,41				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м ³ /год	476600	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Расход газа на печь	B	кг/час	43,96				
Удельный вес газа		кг/м ³	0,808				
Содержание серы		%	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	
				0,06594	0,01832	0,57764	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,0609	0,0169	0,5336	
Диоксид азота (NO ₂)					г/с	т/год	
					0,01354	0,42686	
Оксид азота (NO)					г/с	т/год	
					0,00220	0,06937	
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7	
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $V_r=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м ³ /час		м ³ /сек	
				517,0		0,1436	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
Ξ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Q_{\phi}/Q_p \cdot \alpha^{0.5} \cdot V_{cr}/V_r \cdot 10^{-6}$						0,000118	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Q_{\phi}=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						1938,7	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				V _{cr} /V _r		0,83	
				Q _φ /Q _p		0,7350	
Средняя скорость газовой смеси, м/с $w=(4 \cdot V_r)/(3.14 \cdot d^2)$						2,0326	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	12551,009	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	148,4		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,4941	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,08259
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,40041
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00523
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00329
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00164
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000896

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000006

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3232000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{\text{ПС}}$, $\text{м}^3 / \text{м}^3$ (12):

$$V_{\text{ПС}} = 1 + V_{\text{О}} = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{\text{ПС}}$, $\text{ккал} / (\text{м}^3 \cdot \text{град.С})$: 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.4) = 1654.771646$$

где $T_{\text{О}}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{\text{О}} < 1800$, $C_{\text{ПС}} = 0.39$

Температура горения $T_{\text{Г}}$, град.С (10):

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{О}} + (Q_{\text{НГ}} \cdot (1-E) \cdot n) / (V_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{ПС}}) = 30 + (9562.307 \cdot (1 - 0.210396274) \cdot 0.9984) / (11.59909542 \cdot 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , $\text{м}^3 / \text{с}$ (14):

$$V_1 = B \cdot V_{\text{ПС}} \cdot (273 + T_{\text{Г}}) / 273 = 0.0004 \cdot 11.59909542 \cdot (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{\text{ФН}}$, м:

$$L_{\text{ФН}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{ФН}} + h_{\text{В}} = 2.52 + 10 = 12.52$$

где $h_{\text{В}}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{\text{О}}$)

Диаметр факела $D_{\text{Ф}}$, м (29):

$$D_{\text{Ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{ФН}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.52 + 0.49 \cdot 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси ($W_{\text{О}}$), (м/с):

$$W_{\text{О}} = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{Ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.00005252 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.00005252 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³ /м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{фН}$, м:

$$L_{фН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	48						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	173,61						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	73,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	7,2						
		eNOx	г/кВт*ч	10,3						
		eCH	г/кВт*ч	3,6						
		есажа	г/кВт*ч	0,7						
		eso2	г/кВт*ч	1,1						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,15						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000013						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 48	0,09600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 48 *0,8	0,10987	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 48 *0,13	0,01785	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 48	0,04800	
		Msaja.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 48	0,00933	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,1	* 48	0,01467	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 48	0,00200	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 48	0,0000002	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	30						
		gNOx	г/кг	43						
		gCH	г/кг	15						
		gsaj.	г/кг	3,0						
		gso2	г/кг	4,5						
		gCH2O	г/кг	0,6						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 73,000	2,19000	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 73,000 *0,8	2,51120	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 73,000 *0,13	0,40807	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 73,000	1,09500	
		Wсaj.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 73,000	0,21900	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	4,5	* 73,000	0,32850	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 73,000	0,04380	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 73,000	0,00000402	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,0727	/	0,3780		0,1922	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	173,6 * 48	0,0727	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673 / 273)		0,3780	
		Tог	К						1,31	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,1922	)/(	3,14*0,2²)	10,8828	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		esаж	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Mсаж	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780	
		γог(при t=0°C)	кг/м³						1,31	
		Tог	К						673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат	
1	2	3	4	5	6					7	
1.	Исходные данные:										
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256							
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05							
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15							
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.6	Время работы	T	ч	8760,0							
2.	Расчет:										
Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		eCO	г/кВт*ч	6,2							
		eNOx	г/кВт*ч	9,6							
		eCH	г/кВт*ч	2,9							
		esаж	г/кВт*ч	0,50							
		eso2	г/кВт*ч	1,2							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12							
				eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012					
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 256 *0,8 *0,13 * 256 * 256 * 256 * 256 * 256 * 256					0,44089 0,54613 0,08875 0,20622 0,03556 0,08533 0,00853 0,000009	
	MCO	г/с									
	MNO2	г/с									
	MNO	г/с									
	MCH	г/с									
	Mсаж.	г/с									
	Mso2	г/с									
	MCH2O	г/с									
		Mбенз(а)пирен	г/с								
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		gco	г/кг	26						
			gNOx	г/кг	40						
			gCH	г/кг	12						
			gсаж.	г/кг	2,0						
			gso2	г/кг	5						
			gCH2O	г/кг	0,5						
				gбенз(а)пирен	г/кг						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт		т/год		(1/ 1000) * 30 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00					8,63200 10,62400 1,72640 3,98400 0,66400 1,66000 0,16600 0,00001826	
	WCO	т/год									
	WNO2	т/год									
	WNO	т/год									
	WCH	т/год									
	Wсаж.	т/год									
	Wso2	т/год									
	WCH2O	т/год									
		Wбенз(а)пирен	т/год								
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305 / 0,3780					0,8742	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72* 0,000001 * 148,0 * 256					0,3305	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог {γог(при t=0°C)}	кг/м³ кг/м³ К		1,31/(1+ 673 / 273)					0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 0,8742)/(3,14*0,2²)					49,4943	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} * K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0.8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	19115	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	19115	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,1529	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1108	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0410	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00054	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000336	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000168	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000092	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6010. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 6 шт.

Источник №6011. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 2 шт.

Источник №6012-6033. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 22 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки

2028 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3				
Расход топливного газа	Q	м ³ /час	33,33				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м ³ /год	291970,8				
Расход газа на печь	B	кг/час	26,93	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м ³	0,808				
Содержание серы		%	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	
				0,04040	0,01122	0,35387	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,0229	0,0063	0,2002	
Диоксид азота (NO ₂)					г/с	т/год	
					0,00508	0,16020	
Оксид азота (NO)					г/с	т/год	
					0,00083	0,02603	
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7	
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э				м ³ /час		м ³ /сек	
				316,7		0,0880	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Q_ф/Q_p*α^{0.5}* V_{cr}/V_r*10⁻⁶						0,000072	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Q_ф=29.4*Э*B/η						1187,6	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V _{cr} /V _r						0,83	
Q _ф /Q _p						0,4503	
Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*V_r)/(3.14*d²)						1,2452	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	15564,343	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	184,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,8528	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,34251
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,49654
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00648
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00408
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00204
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00112

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00001

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3232000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.0004 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083



Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	P _э	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	b _э	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	G _т	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{gi} = (1/1000) * q_{gi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		esаж	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Mсаж	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780	
		γог(при t=0°C)	кг/м³						1,31	
		Tог	К						673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		esаж	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
				eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012				
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 256 *0,8 *0,13 * 256 * 256 * 256 * 256 * 256 * 256					0,44089 0,54613 0,08875 0,20622 0,03556 0,08533 0,00853 0,000009
	MCO	г/с								
	MNO2	г/с								
	MNO	г/с								
	MCH	г/с								
	Mсаж.	г/с								
	Mso2	г/с								
	MCH2O	г/с								
		Mбенз(а)пирен	г/с							0,000009
Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
			gбенз(а)пирен	г/кг						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт		т/год		(1/ 1000) * 30 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00 * 332,00					8,63200 10,62400 1,72640 3,98400 0,66400 1,66000 0,16600 0,0000183
	WCO	т/год								
	WNO2	т/год								
	WNO	т/год								
	WCH	т/год								
	Wсаж.	т/год								
	Wso2	т/год								
	WCH2O	т/год								
		Wбенз(а)пирен	т/год							0,0000183
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305 / 0,3780					0,8742
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72* 0,000001 * 148,0 * 256					0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог {γог(при t=0°C)}	кг/м³ кг/м³		1,31/(1+ 673 / 273)					0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 0,8742)/(3,14*0,2²)					49,4943

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	$3,92 \cdot 1 \cdot 40,0 / 3600$		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	$(2,36 \cdot 282,00 + 3,15 \cdot 282,00) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	$40,00 / 3600$		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	$(4 \cdot 0,0111) / (3,14 \cdot 0,063)$		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0024. Газопоршневая электростанция (ГПЭС). Мощность 1000 кВт.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,00		
1.3	Расход газа в час		м³/час	625,00		
1.4	Расход газа за год		м³/год	5475000,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	4423,800		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,808		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,350 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1000 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,350 * 1000 (1/ 3600) * 0,10 * 1000 (1/ 3600) * 0,000011 * 1000	1,47222 1,86667 0,30333 0,66667 0,09722 0,02778 0,0000031
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22,0 35,0 10 1,5 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22,0 * 4423,800 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,8 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 4423,800 (1/ 1000) * 1,5 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,4 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,000045 * 4423,800	97,32360 123,86640 20,12829 44,23800 6,63570 1,76952 0,000199
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		4,4036 / 0,3591	12,2640
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72 * 1E-06 * 505,00 * 1000	4,4036
2.5	Уд. вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд. вес отработ газв при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 12,2640) / (3,14 * 0,02)	694,35

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего 1 ед.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{об}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	$G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	23635	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	23635	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,1891	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1370	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0507	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00066	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000416	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000208	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000113	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка газосборного пункта (ГСП)

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.код.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6011. Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	50	150	мг/с	86,30950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08631
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,72186
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,08631	2,72186

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6012. Площадка установки фракционирования (УФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	60	180	мг/с	103,57140
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,10357
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,26623
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,10357	3,26623

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013. Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	10	25	мг/с	17,23190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01723
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,54343
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01723	0,54343

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014. Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,38785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	0,38785

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6015. Площадка компрессорной станции

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,35904
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	1,35904

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при строительстве 1 скважины, всего 9 шт.

Источник №6017. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при строительстве 1 скважины, всего 2 шт.

Источник №6018-6043. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 26 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6044-6048. Площадка газовой скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 5 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки
2029 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	3			
Расход топливного газа	Q	м³/час	33,33			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	291970,8			
Расход газа на печь	B	кг/час	26,93	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Удельный вес газа		кг/м³	0,808			
Содержание серы		%	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
				0,04040	0,01122	0,35387
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0229	0,0063	0,2002
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)					0,00508	0,16020
Оксид азота (NO)					0,00083	0,02603
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э				м³/час		м³/сек
				316,7		0,0880
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Q_ф/Q_p*α^{0.5}* V_{cr}/V_r*10⁻⁶						0,000072
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Q_ф=29.4*Э*B/n						1187,6
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V _{cr} /V _r						0,83
Q _ф /Q _p						0,4503
Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*V_r)/(3.14*d²)						1,2452

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	17237,676	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	203,8		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,0520	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,48685
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,54992
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00718
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00451
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00226
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,001231

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00001

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

$$0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³ /м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.0004 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * G * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.00005252 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.01050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.00005252 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³ /м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{фН}$, м:

$$L_{фН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	P _э	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	b _э	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	G _т	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{oi} = (1/1000) \cdot q_{oi} \cdot G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Msaja.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gsaj.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсажа	г/кВт*ч	0,50						
		eSO2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	*0,8 0,54613
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256	*0,13 0,08875
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	*0,8 10,62400
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00	*0,13 1,72640
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,0000183
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256 0,3305
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780
			кг/м³							1,31
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		673 49,4943

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
		$U_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0024. Газопоршневая электростанция (ГПЭС). Мощность 1000 кВт.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,00		
1.3	Расход газа в час		м³/час	625,00		
1.4	Расход газа за год		м³/год	5475000,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	4423,800		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,808		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,350 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1000 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,350 * 1000 (1/ 3600) * 0,10 * 1000 (1/ 3600) * 0,000011 * 1000	1,47222 1,86667 0,30333 0,66667 0,09722 0,02778 0,0000031
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22,0 35,0 10 1,5 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22,0 * 4423,800 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,8 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 4423,800 (1/ 1000) * 1,5 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,4 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,000045 * 4423,800	97,32360 123,86640 20,12829 44,23800 6,63570 1,76952 0,000199
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		4,4036 / 0,3591	12,2640
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72 * 1E-06 * 505,00 * 1000	4,4036
2.5	Уд. вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд. вес отработ газов при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 12,2640) / (3,14 * 0,02)	694,35

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего 1 ед.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	$G_{т/год} = (Y_{оз} \cdot B_{оз} + Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	26145	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	26145	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V _ч ^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,2092	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1516	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0561	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00073	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000460	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000230	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000125	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка газосборного пункта (ГСП)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} \cdot P_{зр} \cdot 0,293 + n_{ф} \cdot P_{ф} \cdot 0,03$					
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев	
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с 60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с 0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год 1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов
			Ci, % масс.		г/с т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039 1,90435

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6011. Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	50	150	мг/с	86,30950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08631
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,72186
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,08631	2,72186

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6012. Площадка установки фракционирования (УФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	60	180	мг/с	103,57140
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,10357
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,26623
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,10357	3,26623

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013. Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	10	25	мг/с	17,23190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01723
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,54343
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01723	0,54343

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014. Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,38785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	0,38785

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6015. Площадка компрессорной станции

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,35904
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	1,35904

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 6 шт.

Источник №6017. Площадка строительства разведочных (оценочных) проектных скважин

Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 3 шт.

Источник №6018-6048. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 31 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6049-6054. Площадка газовой скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 6 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки

2030 год.

Источник №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	3			
Расход топливного газа	Q	м ³ /час	33,33			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м ³ /год	291970,8			
Расход газа на печь	B	кг/час	26,93	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,808			
Содержание серы		%	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
				0,04040	0,01122	0,35387
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0229	0,0063	0,2002
Диоксид азота (NO ₂)					г/с	т/год
					0,00508	0,16020
Оксид азота (NO)					г/с	т/год
					0,00083	0,02603
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э				м ³ /час	м ³ /сек	
				316,7	0,0880	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Q_ф/Q_p*α^{0.5}* V_{cr}/V_r*10⁻⁶						0,000072
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Q_ф=29.4*Э*B/η						1187,6
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V _{cr} /V _r						0,83
Q _ф /Q _p						0,4503
Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*V_r)/(3.14*d²)						1,2452

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 2 ед.



Источники №0003-0005. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	18074,343	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	213,6		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,1516	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	1,55901
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,57662
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00753
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00473
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00237
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,001291

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0006-0017. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	42,3	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0093	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С _i , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00676
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00250
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00001

Объем выбросов всего		0,01111
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	5,6617

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0018

Наименование: Факел Высокого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.0004

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.0004 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.018044778$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.0004 \cdot 0.808 = 0.3232$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000044397 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0064640
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0007757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0001260
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0006464

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3232000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0064640 - 0.0001616 - 0.0006464 = 0.855012253$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³ /м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.0004 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.033470527$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.033470527 / 0.43512^2 = 0.22451646$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.006464	0.203848704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	0.024461844
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	0.00397505
0410	Метан (727*)	0.0001616	0.005096218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	0.02038487



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Источник: 0019

Наименование: Факел Низкого давления. М/р Бурбайтал

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	86.75	72.4371662	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.547	7.11647237	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	2.315	5.31332554	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.86	5.62697290	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1.212	4.5514666	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.17	4.62244525	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.145	0.33215104	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.21293062

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.808

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2511528$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2511528 \cdot (30 + 273) / 19.21293062)^{0.5} = 406.4440565$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00013

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00013 / (3.141592654 \cdot 0.168^2) = 0.005864553$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00013 \cdot 0.808 = 0.10504$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000014429 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 19.2129306) = 72.72227375$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.001;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0021008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0002521
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000410
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00005252
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00021008

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.1050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

$$0.1050400 * (3.67 * 0.9984000 * 72.7222737 + 0.3321510) - 0.0021008 - 0.0000525 - 0.0002101 = 0.277878982$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 86.75 + 152 * 4.547 + 218 * 2.315 + 283 * 1.86 + 349 * 1.212 + 56 * 0 = 9562.307$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.21293062)^{0.5} = 0.210396274$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.105428188$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.105428188) = 10.59909542$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;



Количество газовойздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.59909542 = 11.59909542$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.4) = 1654.771646$$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9562.307 * (1 - 0.210396274) * 0.9984) / (11.59909542 * 0.39) = 1696.432458$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00013 * 11.59909542 * (273 + 1696.432458) / 273 = 0.010877921$$

Длина факела $L_{фН}$, м:

$$L_{фН} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фН} + h_B = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_B - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.010877921 / 0.43512^2 = 0.072967849$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0021008	0.066250829
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	0.007950099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	0.001291891
0410	Метан (727*)	0.00005252	0.001656271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	0.006625083

Источник №0020 - Дизельный генератор Onis Viza F60						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	P _э	кВт	48		
1.2	Удельный расход ГСМ	b _э	г/кВт*ч	173,61		
1.3	Расход ГСМ	G _т	т	73,0		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	t	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	7,2 10,3 3,6 0,7 1,1 0,15 0,000013		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 7,2 * 48 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,8 (1/ 3600) * 10,3 * 48 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 48 (1/ 3600) * 0,7 * 48 (1/ 3600) * 1,1 * 48 (1/ 3600) * 0,15 * 48 (1/ 3600) * 0,000013 * 48	0,09600 0,10987 0,01785 0,04800 0,00933 0,01467 0,00200 0,000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	30 43 15 3,0 4,5 0,6 0,000055		
2.2	$W_{gi} = (1/1000) * q_{gi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 30 * 73,000 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,8 (1/ 1000) * 43 * 73,000 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 73,000 (1/ 1000) * 3,0 * 73,000 (1/ 1000) * 4,5 * 73,000 (1/ 1000) * 0,6 * 73,000 (1/ 1000) * 0,000055 * 73,000	2,19000 2,51120 0,40807 1,09500 0,21900 0,32850 0,04380 0,00000402
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,0727 / 0,3780	0,1922
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 0,000001 * 173,6 * 48	0,0727
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31
2.6	температура отработавших газов Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	T _{ог} w	К м/с		673 (4* 0,1922)/(3,14*0,2²)	673 10,8828

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0021 - Дизельный генератор OLYMPIAN GEP-150										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	108						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	168,06						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	159,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		есажа	г/кВт*ч	0,50						
		eso2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	* 108	0,18600	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,8	0,23040	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	* 108 *0,13	0,03744	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	* 108	0,08700	
		Мсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	* 108	0,01500	
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	* 108	0,03600	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	* 108	0,00360	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	* 108	0,0000004	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *G _т		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	* 159,00	4,13400	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,8	5,08800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	* 159,00 *0,13	0,82680	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	* 159,00	1,90800	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	* 159,00	0,31800	
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	* 159,00	0,79500	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	* 159,00	0,07950	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	* 159,00	0,00000875	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,1583	/	0,3780		0,4187	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	168,1	0,1583	
2.5	Уд.вес отработавших газов γог=γог(при t=0°C)/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γог γог(при t=0°C) Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/ 273)	0,3780 1,31 673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,4187	)/(	3,14*0,2²)	23,7036	

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0022 - Дизельный генератор ELCOS GE. BD.340/310										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	256						
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	148,05						
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	332,0						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15						
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.6	Время работы	T	ч	8760,0						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	eCO	г/кВт*ч	6,2						
		eNOx	г/кВт*ч	9,6						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсажа	г/кВт*ч	0,50						
		eSO2	г/кВт*ч	1,2						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,12						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *Pэ	MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	256	0,44089
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256 *0,8	0,54613
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	256 *0,13	0,08875
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	256	0,20622
		Mсажа.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	256	0,03556
		Mso2	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	256	0,08533
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	256	0,00853
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	256	0,000009
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	gco	г/кг	26						
		gNOx	г/кг	40						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	2,0						
		gso2	г/кг	5						
		gCH2O	г/кг	0,5						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055						
2.2	W _{ai} =(1/1000)*q _{ai} *Gт	WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	332,00	8,63200
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00 *0,8	10,62400
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	332,00 *0,13	1,72640
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	332,00	3,98400
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3,0	*	332,00	0,66400
		Wso2	т/год		(1/ 1000)	*	5,0	*	332,00	1,66000
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	332,00	0,16600
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	332,00	0,0000183
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/γог	Qог	м³/с		0,3305	/	0,3780			0,8742
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8.72*	0,000001	*	148,0	*	256
2.5	Уд.вес отработавших газов γог={γог(при t=0°C)}/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов Tог	γог	кг/м³		1,31	(1+	673	/	273)	0,3780
			кг/м³							1,31
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	0,8742	)/(	3,14*0,2²)		49,4943

Расчет выполнен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель, всего 1 ед.



Источник №0023 - Резервуар для дизельного топлива V-50 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	282,0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	282,0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр	d	м	0,25		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	50		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с	3,92 * 1 * 40,0 / 3600		0,04356
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,04343
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	(2,36 * 282,00 + 3,15 * 282,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,002337
	2754. Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002330
	0333. Сероводород	%	0,28			0,000007
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	40,00 / 3600		0,0111
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0111) / (3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0024. Газопоршневая электростанция (ГПЭС). Мощность 1000 кВт.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,00		
1.3	Расход газа в час		м³/час	625,00		
1.4	Расход газа за год		м³/год	5475000,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	4423,800		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,808		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,350 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1000 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 8,4 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,350 * 1000 (1/ 3600) * 0,10 * 1000 (1/ 3600) * 0,000011 * 1000	1,47222 1,86667 0,30333 0,66667 0,09722 0,02778 0,0000031
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22,0 35,0 10 1,5 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22,0 * 4423,800 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,8 (1/ 1000) * 35,0 * 4423,800 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 4423,800 (1/ 1000) * 1,5 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,4 * 4423,800 (1/ 1000) * 0,000045 * 4423,800	97,32360 123,86640 20,12829 44,23800 6,63570 1,76952 0,000199
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		4,4036 / 0,3591	12,2640
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72 * 1E-06 * 505,00 * 1000	4,4036
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 12,2640) / (3,14 * 0,02)	694,35

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего 1 ед.



Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	35	100	мг/с	46,66775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04667
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,47171
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03382	1,06640
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01251	0,39442
0602. Бензол			0,35		0,00016	0,00515
0621. Метилбензол			0,22		0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00162
0333.Сероводород			0,06		0,000028	0,00088
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с	60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039	1,90435
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,09420	2,97076
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01251	0,39442
0602. Бензол					0,00016	0,00515
0621. Метилбензол					0,00010	0,00324
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00162
0333.Сероводород					0,000028	0,00088

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,12446
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,03457
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,02505
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00927
	0602. Бензол	%	0,35			0,00012
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00002
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,09023
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,78998
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,29218
	0602. Бензол	%	0,35			0,00382
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00240
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00120
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00065

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004. Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M_{сек}	г/с		$0,03 * 6 / 3,6$	0,05000
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	M_{год}	т/год		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	1,57680
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Дренажная емкость АГЗУ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	0,74		
				K_t^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,7		
				K_p^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$	10,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6006. Дренажная емкость нефтегазосепараторов

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	40,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6007. Дренажная емкость нефтеналивной эстакады

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	16	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13,536	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	10,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,3769	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0030	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,27311	0,00216
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,10101	0,00080
0602. Бензол	0,35	0,00132	0,00001
0621. Метилбензол	0,22	0,00083	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00041	0,000003
0333. Сероводород	0,06	0,00023	0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6008. Дренажная емкость для слива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	25	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	21,150	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	0,74		
				K _t ^{min}	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,7		
				K _p ^{max}	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8460	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	40,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0047	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,09245	0,00338
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,40405	0,00125
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00001
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000003

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6009. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	$G_{т/год} = (Y_{оз} * B_{оз} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$			
Объем одного резервуара	V	25	м³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	27400	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	27400	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * K_p^{max} * V_c^{max} / 3600$			
Высота	h	3	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V _ч ^{max}	40	м³/час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	5,4	г/м³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4	г/т	
				Y _{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,0600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,2192	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,46		0,0435		0,1588	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0161		0,0587	
0602.Бензол		0,35		0,00021		0,00077	
0621.Метилбензол		0,22		0,000132		0,000482	
0616.Диметилбензол		0,11		0,000066		0,000241	
0333.Сероводород		0,06		0,000036		0,000132	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №6010. Площадка газосборного пункта (ГСП)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$					
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев	
Газ	5,83	0,2	35	100	мг/с 60,38665
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с 0,06039
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год 1,90435
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов
			Ci, % масс.		г/с т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,06039 1,90435

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6011. Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	50	150	мг/с	86,30950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08631
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,72186
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,08631	2,72186

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6012. Площадка установки фракционирования (УФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	60	180	мг/с	103,57140
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,10357
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,26623
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,10357	3,26623

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013. Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	10	25	мг/с	17,23190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01723
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,54343
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01723	0,54343

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014. Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,38785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	0,38785

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6015. Площадка компрессорной станции

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	25	65	мг/с	43,09475
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04309
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,35904
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,04309	1,35904

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016. Площадка строительства и расконсервации скважин
Выбросы при строительстве 1-ой проектной скважины согласно Раздела охраны
окружающей среды к «Групповому техническому проекту на строительство
эксплуатационных скважин глубиной 800 метров на надсолевые отложения»

123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид)	0,00275	0,0001485
143	Марганец и его соединения	0,0003056	0,0000165
301	Азота (IV) диоксид	2,075178668	1,38656
304	Азот (II) оксид	0,337216532	0,225316
328	Углерод (Сажа)	0,096588803	0,064770143
330	Сера диоксид	0,814863292	0,6755924
333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000028924	0,00002492
337	Углерод оксид	2,103651954	1,7091364
342	Фтористые газообразные соединения	0,0001111	0,000006
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,126505642	0,239614305
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000002308	0,000002009
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,023127652	0,014350289
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000556	0,00001236
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,789148526	0,809466937
2902	Взвешенные частицы	0,00446	0,04626
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,072	0,002592
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,342792	2,763242739
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0022	0,0228
	ВСЕГО:	6,790986601	7,9599115022

Выбросы представлены при буровых операциях на 1 скважине, всего 5 шт.

Источник №6017-6050. Площадка нефтяной скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 34 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6051-6057. Площадка газовой скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 7 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



ПРИЛОЖЕНИЕ 3



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2026 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3	0.3	0.61	0.0431185	450	1012	1146							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00121	74.319	0.03821	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	12.284	0.00621	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00548	336.583	0.17283	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0002	3	0.3	0.61	0.0431185	450	716	1147							0410	Метан (727*)	0.00548	336.583	0.17283	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00121	74.319	0.03821	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	12.284	0.00621	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00548	336.583	0.17283	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0003	9	0.5	5.66	1.111341	30	1022	1307							0410	Метан (727*)	0.00548	336.583	0.17283	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00047	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.56738	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.20985	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00274	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00086	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0004	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1294							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00172	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00047	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.56738	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.20985	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00274	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00086	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0005	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1284							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00172	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00047	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.56738	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.20985	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00274	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00086	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0006	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1280							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00172	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00006	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2026 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1 13	Y1 14	X2 15	Y2 16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0007	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1269								0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0008	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1258								0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0009	9	0.5	5.66	1.111341	30	1039	1248								0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0010	9	0.5	5.66	1.111341	30	1040	1238								0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0011	9	0.5	5.66	1.111341	30	953	1101								0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416	Смесь углеводородов	0.40405	403.523	0.0025	

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год доставки ПДВ																																
		Наименование	Количество в ист.						г/с	мг/м3	т/год																																														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0012	9	0.5	5.66	1.111341	30	942	1101									предельных C6-C10 (1503*)	0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																
																										0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																												
																														0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																								
																																		0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																				
																																						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																
																																										0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025												
																																														0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003								
																																																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001				
																																																						0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332																																

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2026 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0017	9	0.5	5.66	1.111341	30	887	1101								1502*)	0.40405	403.523	0.0025	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (				
																					1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (				
001		Факел высокого давления	1	8760	Факел высокого давления	0018	12.5	0.435	0.22	0.0326958	1696.4	680	1310								Дигидросульфид) (518)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (				
																					1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (				
																					1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
001		Факел низкого давления	1	8760	Факел низкого давления	0019	12.5	0.435	0.07	0.0104032	1696.4	726	1310								0621 Метилбензол (349)	0.000126048	27.811	0.00397505	
																					0301 Азота (IV) диоксид (				
																					Азота диоксид) (4)				
																					0304 Азот (II) оксид (				
																					Азота оксид) (6)				
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
001		Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085								0410 Метан (727*)	0.0001616	35.655	0.005096218	
																					0301 Азота (IV) диоксид (				
																					Азота диоксид) (4)				
																					0304 Азот (II) оксид (				
																					Азота оксид) (6)				
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
																					0410 Метан (727*)				
																					0301 Азота (IV) диоксид (				
																					Азота диоксид) (4)				
																					0304 Азот (II) оксид (	0.01785	228.870	0.40807	
																					Азота оксид) (6)				
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
																					0330 Сера диоксид (				
																					Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (				
																					IV) оксид) (516)				
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)																									
1325 Формальдегид (																									
Метаналь) (609)																									
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (																									
Углеводороды предельные C12-C19 (в																									

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2026 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газовой очистки, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	1	8760	Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	0021	5	0.15	23.7	0.41867	400	666	1198							0301	пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2304	1356.635	5.088	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.03744	220.453	0.8268	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015	88.323	0.318	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.036	211.974	0.795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.186	1095.200	4.134	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000004	0.002	0.0000087	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0036	21.197	0.0795	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.087	512.271	1.908	
001		Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	1	8760	Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	5	0.15	49.49	0.8742	400	795	1082							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.54613	1540.060	10.624	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.08875	250.271	1.7264	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03556	100.277	0.664	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.08533	240.626	1.66	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.44089	1243.288	8.632	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000009	0.003	0.0000183	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00853	24.054	0.166	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.20622	581.530	3.984	
001		Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	1	8760	Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	3	0.25	0.23	0.0111	30	749	1180							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000122	12.199	0.000007	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04343	4342.570	0.00233	
001		Площадка АГЗУ	1	8760	Площадка АГЗУ	6001	2				30	690	1218	14	14					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028		0.00088	
																				0415	Смесь углеводородов	0.0942		2.97076	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кoeff обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ																																										
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год																																																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																										
001		емкость нефтегазосепара торов		8760	нефтегазосепарато ров																Дигидросульфид) (518)																																														
																									Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	1	8760	Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	2				30	947	1270	5	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	0.00338																					
																																															0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125																		
																																																		0602 Бензол (64)	0.00528	0.00002															
																																																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	0.000005												
																																																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	0.00001									
																																																											0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00023	0.000002						
																																																														0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.27311	0.00216			
																																																																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00041	0.000003																																																																	
			0621 Метилбензол (349)	0.00083	0.000007																																																														
						0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.000003																																																											
									0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	0.00338																																																								
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125																																																					
															0602 Бензол (64)	0.00528	0.00002																																																		
																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	0.000005																																															
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	0.00001																																												
																								0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00036	0.000038																																									
																											0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0435	0.0458																																						
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0161	0.0169																																																																	
			0602 Бензол (64)	0.00021	0.00022																																																														
						0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00066	0.00007																																																											
									0621 Метилбензол (349)	0.000132	0.000139																																																								
												0123 Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01375	0.0007425																																																					
															0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.001528	0.000083																																																		
																		0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10.37589334	6.9328																																															
																					0304 Азот (II) оксид (	1.68608266	1.12658																																												

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2026 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очист ки, %	Средняя эксплуат ационная степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достиже ния ПДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1 13	Y1 14	X2 15	Y2 16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка строительства разведочных скважин	1	8760	Площадка строительства разведочных скважин	6011	9				30	817	-180	200	200						0328	Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.482944015		0.323850715	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
																					0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)				
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)				
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)				
																					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
																					2902	Взвешенные частицы (116)				
																					2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)				
																					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)				
																					2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				
																					0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)				
																					0143	Марганец и его соединения /в				

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли честв во ист.						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	26
001	Площадка нефтяной		1	8760	Площадка нефтяной скважины	6012	2					-1194	2611	50	40						пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	4.150357336		2.77312	
																					0301				Азота (IV) диоксид (
																					0304				Азота диоксид) (4)
																					0304				Азот (II) оксид (
																					0328				Азота оксид) (6)
																					0328				Углерод (Сажа,
																					0330				Углерод черный) (583)
																					0330				Сера диоксид (
																					0333				Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (
																					0337				IV) оксид) (516)
																					0337				Сероводород (
																					0342				Дигидросульфид) (518)
																					0342				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
																					0415				Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (
																					0703				617)
1325	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (																								
2735	1502*)																								
2754	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)																								
1325	Формальдегид (																								
2735	Метаналь) (609)																								
2754	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)																								
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (																								
2902	Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)																								
2902	Взвешенные частицы (																								
2907	116)																								
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)																								
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (																								
2930	шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)																								
2930	Пыль абразивная (																								
0333	Корунд белый, Монокорунд) (1027*)																								
0333	Сероводород (																								
0333	Дигидросульфид) (518)																								

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ																
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год																														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																
001		скважины																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.01139	0.35934														
																					0602	Бензол (64)						0.00015	0.00469												
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00005	0.00147										
																					0621	Метилбензол (349)										0.00009	0.00295								
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)												0.00003	0.0008						
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)														0.08585	2.70748				
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																0.01139	0.35934		
																					0602	Бензол (64)																		0.00015	0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																														
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																												
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																										
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																				
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																				
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																												
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																										
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																								
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																				
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																														
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																										
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																								
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																				
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																														
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																												
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																										
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																				
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																				
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																												
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																										
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																								
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																				
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																														
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																										
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																								
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																				
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																														
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																												
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																										
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																				
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																				
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																												
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																										
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																								
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																				
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																														
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																										
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																								
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																				
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																														
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																												
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																										
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																				
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																				
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																												
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																										
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																								
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																				
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																														
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																										
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																								
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																				
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																														
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																												
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																										
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																				
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																				
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																												
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																										
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																								
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																				
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																														
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																										
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																								
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																				
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																						
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																				
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																														
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																												
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																										
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																						
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																				
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																						
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-,																																								

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2026 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6017	2				30	-478	168	50	40					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6018	2				30	-195	20	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6019	2				30	-456	-7	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6020	2				30	134	-222	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6021	2				30	462	-101	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						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	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6022	2				30	636	-181	50	40						(203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005			0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6023	2				30	192	-364	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005			0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6024	2				30	342	-344	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005			0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6025	2				30	1699	702	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005 0.00009			0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147 0.00295

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2027 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . /площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3	0.3	1.09	0.0770477	450	1012	1146							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00392	134.742	0.12374	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00064	21.999	0.02011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00986	338.917	0.311	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0002	3	0.3	1.09	0.0770477	450	716	1147							0410	Метан (727*)	0.00986	338.917	0.311	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00392	134.742	0.12374	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00064	21.999	0.02011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00986	338.917	0.311	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0003	9	0.5	5.66	1.111341	30	1022	1307							0410	Метан (727*)	0.00986	338.917	0.311	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000693	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.83734	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.3097	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00404	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00127	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0004	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1294							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00254	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000693	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.83734	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.3097	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00404	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00127	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0005	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1284							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00254	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000693	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.83734	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.3097	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00404	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00127	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0006	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1280							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00254	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00006	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очисти- тельной, %	Средняя эксплуат ационная степень очистки/ макс. степ. очистки, %	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1 13	Y1 14	X2 15	Y2 16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0007	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1269								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0008	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1258								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0009	9	0.5	5.66	1.111341	30	1039	1248								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0010	9	0.5	5.66	1.111341	30	1040	1238								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0011	9	0.5	5.66	1.111341	30	953	1101								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов	0.40405	403.523	0.0025	

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ																																								
		Наименование	Количество в ист.						г/с	мг/м3	т/год																																																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																								
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0012	9	0.5	5.66	1.111341	30	942	1101									предельных C6-C10 (1503*)	0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																								
																										0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																				
																														0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																
																																		0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																												
																																						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																								
																																										0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																				
																																														0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																
																																																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001												
																																																						0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002								
																																																										0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006				
																																																														0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																														
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																										
								0621 Метилбензол (349)	0.00332																																																								

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ			
		Наименование	Коли честв во ист.						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	26			
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0017	9	0.5	5.66	1.111341	30	887	1101									1502*)	0.40405	403.523	0.0025				
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (			
																					1503*)							
																					0602				Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621				Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0333				Сероводород (	0.0009	0.899	0.000006
001	Факел высокого давления	1	8760	Факел высокого давления	0018	12.5	0.435	0.22	0.0326958	1696.4	680	1310									Дигидросульфид) (518)	1.09245	1091.024	0.00676				
																					0415				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (			
																					1502*)							
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (			
																					1503*)							
																					0602				Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
001	Факел низкого давления	1	8760	Факел низкого давления	0019	12.5	0.435	0.07	0.0104032	1696.4	726	1310									0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002			
																					0301	Азота (IV) диоксид (	0.00077568	171.144	0.02446184			
																					0304	Азота диоксид) (4)						
																					0304	Азот (II) оксид (	0.000126048	27.811	0.00397505			
																					0328	Азота оксид) (6)						
																					0328	Углерод (Сажа,	0.0006464	142.620	0.02038487			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.006464	1426.201	0.203848704			
001	Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085									0410	Метан (727*)	0.0001616	35.655	0.005096218			
																					0301	Азота (IV) диоксид (	0.000252096	174.812	0.0079501			
																					0304	Азота диоксид) (4)						
																					0304	Азот (II) оксид (	0.000040966	28.407	0.001291891			
																					0328	Азота оксид) (6)						
																					0328	Углерод (Сажа,	0.00021008	145.676	0.006625083			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0021008	1456.763	0.066250829			
																					0410	Метан (727*)	0.00005252	36.419	0.001656271			
																					0301	Азота (IV) диоксид (	0.10987	1408.735	2.5112			
																					0304	Азота диоксид) (4)						
																					0304	Азот (II) оксид (	0.01785	228.870	0.40807			
001	Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085										0328	Углерод (Сажа,	0.00933	119.628	0.219		
																						0330	Углерод черный) (583)					
																						0330	Сера диоксид (	0.01467	188.096	0.3285		
																						0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (					
																						0337	IV) оксид) (516)					
																						0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.096	1230.896	2.19		
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000002	0.003	0.00000402		
001	Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085										1325	Формальдегид (	0.002	25.644	0.0438		
																						2754	Метаналь) (609)					
001	Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085											Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	0.048	615.448	1.095		
																							Углеводороды предельные C12-C19 (в					

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2027 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	1	8760	Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	0021	5	0.15	23.7	0.41867	400	666	1198								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов	0.2304 0.03744 0.015 0.036 0.186 0.0000004 0.0036 0.087	1356.635 220.453 88.323 211.974 1095.200 0.002 21.197 512.271	5.088 0.8268 0.318 0.795 4.134 0.0000087 0.0795 1.908	
001		Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	1	8760	Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	5	0.15	49.49	0.8742	400	795	1082								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов	0.54613 0.08875 0.03556 0.08533 0.44089 0.0000009 0.00853 0.20622	1540.060 250.271 100.277 240.626 1243.288 0.003 24.054 581.530	10.624 1.7264 0.664 1.66 8.632 0.0000183 0.166 3.984	
001		Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	1	8760	Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	3	0.25	0.23	0.0111	30	749	1180								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов	0.000122 0.04343	12.199 4342.570	0.000007 0.00233	
001		Площадка АГЗУ	1	8760	Площадка АГЗУ	6001	2				30	690	1218	14	14						пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов	0.000028 0.0942		0.00088 2.97076	

Источники выделения	Число	Наименование	Номер	Высо	Лиа-	Параметры газовой смеси	Координаты источника	Наименование	Вещества	Коэфф	Средняя	Кол	Выбросы загрязняющих веществ

Пр изв одс тво	Цех	загрязняющих веществ		часов рабо- ты в год	источника выброса вредных веществ	источ ника выбро са	та источ ника выбро са,м	метр устья трубы м	на выходе из ист.выброса			на карте-схеме, м				газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	по кото- рым произво- дится газо- очистка	обесп газо- очист кой, %	эксплуат степень очистки/ мах.степ очистки%	ве- ще- ства	Наименование вещества	г/с	мг/нм3	т/год	Год дос- тиже ния ПДВ		
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника													
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001	Нефтегазосепара тор	1	8760	Нефтегазосепаратор	6002	2					30	865	1162	5	15						0416	предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01251		0.39442		
																					0602	Бензол (64)				0.00016	0.00515
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00005	0.00162
																					0621	Метилбензол (349)				0.0001	0.00324
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.00002	0.0007
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.0251	0.79
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.0093	0.2922
																					0602	Бензол (64)				0.00012	0.0038
001	Нефтегазосепара тор	1	8760	Нефтегазосепаратор	6003	2				30	875	1162	5	15							0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00004		0.0012		
																					0621	Метилбензол (349)				0.00008	0.0024
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.00002	0.0007
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.0251	0.79
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.0093	0.2922
																					0602	Бензол (64)				0.00012	0.0038
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00004	0.0012
																					0621	Метилбензол (349)				0.00008	0.0024
001	Площадка насосов перекачки нефти	1	8760	Площадка насосов перекачки нефти	6004	2				30	921	1115	25	5							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.00095		
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.03623	1.14255
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.0134	0.42258
																					0602	Бензол (64)				0.00018	0.00552
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.000055	0.00173
																					0621	Метилбензол (349)				0.00011	0.00347
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.00023	0.00002
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.27311	0.00216
001	Дренажная емкость АГЗУ	1	8760	Дренажная емкость АГЗУ	6005	2				30	701	1213	5	5							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101		0.0008		
																					0602	Бензол (64)				0.00132	0.00001
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00041	0.000003
																					0621	Метилбензол (349)				0.00083	0.000007
																					0333	Сероводород (				0.0009	0.000003
																					0621	Метилбензол (349)				0.00083	0.000007
																					0333	Сероводород (				0.0009	0.000003
																					0621	Метилбензол (349)				0.00083	0.000007
0333	Сероводород (	0.0009	0.000003																								

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ																																																
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год																																																														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																																
001		емкость нефтегазосепара торов		8760	нефтегазосепарато ров																Дигидросульфид) (518)																																																				
																									Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	1	8760	Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	2			30	947	1270	5	5	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	0.40405	0.00528	0.00166	0.00002	0.000005																												
																																														0602	Бензол (64)	0.00528	0.000002																								
																																																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	0.000005																				
																																																						0621	Метилбензол (349)	0.00332	0.000001																
																																																										0333	Сероводород (	0.00023	0.000002												
																																																														0415	Дигидросульфид) (518)	0.27311	0.00216								
																																																																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008				
																																																																						0602	Бензол (64)	0.00132	0.000001
0621	Метилбензол (349)	0.00083	0.000007																																																																						
				0333	Сероводород (	0.0009	0.000003																																																																		
								0415	Дигидросульфид) (518)	1.09245	0.00338																																																														
												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125																																																										
																0602	Бензол (64)	0.00528	0.000002																																																						
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	0.000005																																																		
																								0621	Метилбензол (349)	0.00332	0.000001																																														
																												0333	Сероводород (	0.000036	0.000071																																										
																																0415	Дигидросульфид) (518)	0.0435	0.0861																																						
																																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0161	0.0318																																		
0602	Бензол (64)	0.00021	0.00042																																																																						
				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00066	0.000131																																																																		
								0621	Метилбензол (349)	0.000132	0.000261																																																														
												0123	Железо (II, III) оксиды (дихлоржелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.011	0.000594																																																										
																0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0012224	0.000066																																																						
																				0301	Азота (IV) диоксид (	8.300714672	5.54624																																																		
																								0304	Азот (II) оксид (	1.348866128	0.901264																																														

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер- оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка строительства разведочных скважин	1	8760	Площадка строительства разведочных скважин	6011	9				30	817	-180	200	200						0328	Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.386355212		0.259080572
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3.259453168		2.7023696
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000115696		0.00009968
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	8.414607816		6.8365456
																					0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0004444		0.000024
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.506022568		0.95845722
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000009232		0.000008036
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.092510608		0.057401156
																					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0002224		0.00004944
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	3.156594104		3.237867748
																					2902	Взвешенные частицы (116)	0.01784		0.18504
																					2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.288		0.010368
																					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	1.371168		11.052970957
																					2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0088		0.0912
																					0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0055		0.000297
0143	Марганец и его соединения /в	0.0006112		0.000033																					

Прод- изв- одс- тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф- обесп- газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ max. степ- очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ																																							
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год																																																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																							
001	Площадка нефтяной		1	8760	Площадка нефтяной скважины	6012	2				30	-1194	2611	50	40						пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	4.150357336		2.77312																																								
																					0301				Азота (IV) диоксид (	0.150357336		2.77312																																				
																					0304				Азота (II) оксид (				0.674433064		0.450632																																	
																					0328				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)							0.193177606		0.129540286																														
																					0330				Сера диоксид (										1.629726584		1.3511848																											
																					0333				Антидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (													0.000057848		0.00004984																								
																					0337				IV) оксид) (516)																4.207303908		3.4182728																					
																					0342				Сероводород (																			0.0002222		0.000012																		
																					0415				Дигидросульфид) (518)																						0.253011284		0.47922861															
																					0703				Углерод оксид (Окись																									0.000004616		0.000004018												
																					1325				углерода, Угарный																												0.046255304		0.028700578									
																					2735				газ) (584)																															0.0001112		0.00002472						
																					2754				Фтористые																																		1.578297052		1.618933874			
																					2902				газообразные																																					0.00892		0.09252
																					2907				соединения /в																																							
2908	пересчете на фтор/ (	0.685584		5.5264854784																																																												
2930	617)				0.0044		0.0456																																																									
0333	Смесь углеводородов							0.00003		0.0008																																																						
	предельных C1-C5 (																																																															
	1502*)																																																															
	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)																																																															
	Формальдегид (																																																															
	Метаналь) (609)																																																															
	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)																																																															
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (																																																															
	Углеводороды																																																															
	предельные C12-C19 (в пересчете на C);																																																															
	Растворитель РПК- 265П) (10)																																																															
	Взвешенные частицы (																																																															
	116)																																																															
	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)																																																															
	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (																																																															
	шамот, цемент, пыль цементного																																																															
	производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских																																																															
	месторождений) (494)																																																															
	Пыль абразивная (																																																															
	Корунд белый, Монокорунд) (1027*)																																																															
	Сероводород (																																																															
	Дигидросульфид) (518)																																																															

По	Источники выделения	Число	Наименование	Номер	Высо	Диа-	Параметры	Координаты	Наименование	Вещества	Коэфф	Средняя	Код	Выбросы
до	застоящих водоемов	насос	источников выброса	исполн	та	метр	на выходе	из кот. выброс	на картостанции	наименование	обез	загрязняющих	веществ	загрязняющих веществ

пр-изв-одс-тво	Цех	загрязняющих веществ		часов работы в год	источника вредных веществ	источника выброса	метр устья трубы м	на выходе из ист. выброса	ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	на карте-схеме, м				газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	по кото-рым произво-дится газо-очистка	доесп-газо-очист кой, %	эксплуат- степень очистки/ макс. степ- очистки%	ве-ще-ства	наименование вещества	г/с	мг/нм3	т/год	Год дос-тиже-ния ПДВ																	
		Наименование	Коли-честв-во ист.									точечного источ./1-го конца лин./центра площад-ного источника	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника																													
													X1	Y1	X2											Y2																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																	
001		скважины																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934														
																					0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469												
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147										
																					0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295								
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008						
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748				
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																	0.01139	0.35934		
																					0602	Бензол (64)																			0.00015	0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																				
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																			
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																	
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																													
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																									
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																					
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																					
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																													
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																									
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																					
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																			
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																	
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																									
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																					
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																			
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																	
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																													
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																									
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																					
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																					
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																													
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																									
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																					
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																			
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																	
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																									
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																					
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																			
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																	
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																													
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																									
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																					
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																					
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																													
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																									
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																					
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																			
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																	
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																									
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																					
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																			
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																	
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																													
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																									
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																					
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																					
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																													
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																									
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																					
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																			
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																	
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																									
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																					
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																			
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																	
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																													
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																									
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																					
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																					
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934																													
0602	Бензол (64)													0.00015	0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147																									
0621	Метилбензол (349)																	0.00009	0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																			0.00003	0.0008																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01139	0.35934																																					
0602	Бензол (64)					0.00015	0.00469																																			
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																																	
0621	Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.00003	0.0008																													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)													0.08585	2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															0.01139	0.35934																									
0602	Бензол (64)																	0.00015	0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																			0.00005	0.00147																					
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00003	0.0008																																					
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					0.08585	2.70748																																			
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							0.01139	0.35934																																	
0602	Бензол (64)									0.00015	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											0.00005	0.00147																													
0621	Метилбензол (349)													0.00009	0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)															0.00003	0.0008																									
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																	0.08585	2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																			0.01139	0.35934																					
0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00005	0.00147																																					
0621	Метилбензол (349)					0.00009	0.00295																																			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748																															
0																																										

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2027 год

Про- изв одс- тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп. газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
												ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника							2-го конца лин. о /длина, ширина . площадного источника	X1	Y1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6017	2				30	-478	168	50	40					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6018	2				30	-195	20	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6019	2				30	-456	-7	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6020	2				30	134	-222	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6021	2				30	462	-101	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в источ.						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	26
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6022	2				30	636	-181	50	40							(203)	0.00009	0.00295		
																					0621 Метилбензол (349)			0.00003	0.0008
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																									
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6023	2				30	192	-364	50	40							(203)	0.00009	0.00295		
																					0621 Метилбензол (349)			0.00003	0.0008
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																									
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6024	2				30	342	-344	50	40							(203)	0.00009	0.00295		
																					0621 Метилбензол (349)			0.00003	0.0008
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																									
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6025	2				30	1699	702	50	40							(203)	0.00009	0.00295		
																					0621 Метилбензол (349)			0.00003	0.0008
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																									
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6026	2				30	1592	615	50	40							(203)	0.00009	0.00295		
																					0621 Метилбензол (349)			0.00003	0.0008
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																									

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из источника			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп. газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м³/с	тем- пер. °C	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм³	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6027	2				30	1934	672	50	40						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6028	2				30	1967	426	50	40						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6029	2				30	1870	290	50	40						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2028 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов ра-бо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3	0.3	1.25	0.0883575	450	1012	1146							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00508	152.264	0.1602	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00083	24.878	0.02603	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01122	336.299	0.35387	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0002	3	0.3	1.25	0.0883575	450	716	1147							0410	Метан (727*)	0.01122	336.299	0.35387	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00508	152.264	0.1602	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00083	24.878	0.02603	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01122	336.299	0.35387	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0003	9	0.5	5.66	1.111341	30	1022	1307							0410	Метан (727*)	0.01122	336.299	0.35387	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.20824	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.44688	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00584	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00183	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0004	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1294							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00367	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.20824	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.44688	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00584	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00183	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0005	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1284							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00367	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.20824	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.44688	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00584	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00183	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0006	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1280							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00367	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00006	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диам етр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото рым произво дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ пах. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли честв во ист.						г/с	мг/м3	т/год											

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год доставки ПДВ																																
		Наименование	Количество в ист.						г/с	мг/м3	т/год																																														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0012	9	0.5	5.66	1.111341	30	942	1101									предельных C6-C10 (1503*)	0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																
																										0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																												
																														0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																								
																																		0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																				
																																						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																
																																										0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025												
																																														0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003								
																																																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001				
																																																						0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332																																

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли честв во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
												ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника							2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0017	9	0.5	5.66	1.111341	30	887	1101									0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																					0602	Вензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
001	Факел высокого давления	1	8760	Факел высокого давления	0018	12.5	0.435	0.22	0.0326958	1696.4	680	1310									0602	Вензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	171.144	0.02446184
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	27.811	0.00397505
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	142.620	0.02038487
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.006464	1426.201	0.203848704
001	Факел низкого давления	1	8760	Факел низкого давления	0019	12.5	0.435	0.07	0.0104032	1696.4	726	1310									0410	Метан (727*)	0.0001616	35.655	0.005096218
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	174.812	0.0079501
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	28.407	0.001291891
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	145.676	0.006625083
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0021008	1456.763	0.066250829
																					0410	Метан (727*)	0.00005252	36.419	0.001656271
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.10987	1408.735	2.5112
001	Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01785	228.870	0.40807
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00933	119.628	0.219
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01467	188.096	0.3285
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.096	1230.896	2.19
																					0703	Венз/а/пирен (3,4-Вензпирен) (54)	0.0000002	0.003	0.00000402
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002	25.644	0.0438
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.048	615.448	1.095

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2028 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	1	8760	Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	0021	5	0.15	23.7	0.41867	400	666	1198								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (	0.2304 0.03744 0.015 0.036 0.186 0.0000004 0.0036 0.087	1356.635 220.453 88.323 211.974 1095.200 0.002 21.197 512.271	5.088 0.8268 0.318 0.795 4.134 0.0000087 0.0795 1.908	
001		Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	1	8760	Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	5	0.15	49.49	0.8742	400	795	1082								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (	0.54613 0.08875 0.03556 0.08533 0.44089 0.0000009 0.00853 0.20622	1540.060 250.271 100.277 240.626 1243.288 0.003 24.054 581.530	10.624 1.7264 0.664 1.66 8.632 0.0000183 0.166 3.984	
001		Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	1	8760	Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	3	0.25	0.23	0.0111	30	749	1180								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (	0.000122 0.04343	12.199 4342.570	0.000007 0.00233	
001		Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	1	8760	Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	9	0.15	694.35	12.270206	450	404	1390								пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (	1.86667 0.30333	402.895 65.470	123.8664 20.12829	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2028 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ												
		Наименование	Коли- чест во ист.						п/с	мг/нм3	т/год																										
												ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника ----- X1							Y1	X2	Y2													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26												
001		Площадка АГЗУ	1	8760	Площадка АГЗУ	6001	2				30	690	1218	14	14						Азота оксид) (6)	0.09722	20.984	6.6357													
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)																
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)					1.47222	317.758	97.3236									
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)																
																					1325 Формальдегид (Метаналь) (609)								0.0000031	0.0007	0.000199						
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)																
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)											0.000028		0.00088			
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)														0.0942		2.97076
																					0602 Бензол (64)																
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.01251		0.39442																																		
0621 Метилбензол (349)																																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.00016	0.00005	0.00515																															
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							0.00002		0.0007																												
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)																																					
0602 Бензол (64)																																					
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00001	0.00002	0.00324																									
0621 Метилбензол (349)																																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00002		0.0007																						
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																																					
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0251		0.79																																		
0602 Бензол (64)																																					
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00093		0.2922																															
0621 Метилбензол (349)																																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00012	0.00004	0.0038																												
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																0.00008	0.00002	0.0024																			
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.00002		0.0007																									
0602 Бензол (64)																																					
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)													0.00012		0.0038																						
0621 Метилбензол (349)																																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00004		0.0012																																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																																					
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.00008		0.0024																															
0602 Бензол (64)																																					
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00003		0.00095																												
0621 Метилбензол (349)																																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.03623		1.14255																									
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)																																					
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)													0.0134		0.42258																						

[illegible]

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2028 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ	
		ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с						тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника		г/с	мг/м3							т/год				
										X1	Y1	X2	Y2													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка газосборного пункта (ГСП)	1	8760	Площадка газосборного пункта	6010	2				30	1266	1265	197	135						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0161		0.0457	
																					0602	Бензол (64)	0.00021		0.0006	
001		Площадка низкотемператур ной сепарации (НТС)	1	8760	Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)	6011	2				30	475	1318	80	50						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000066		0.000187	
001		Площадка установки фракционировани я (УФ)	1	8760	Площадка установки фракционирования (УФ)	6012	2				30	419	1155	80	50						0621	Метилбензол (349)	0.000132		0.000375	
001		Площадка хранения пропан- бутановой фракции (ПБФ)	1	8760	Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)	6013	2				30	231	1221	80	50						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.06039		1.90435	
001		Площадка налива пропан- бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	1	2500	Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	6014	2				30	58	1246	80	50						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08631		2.72186	
001		Площадка компрессорной станции	1	8760	Площадка компрессорной станции	6015	2				30	222	1100	120	100						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.10357		3.26623	
001		Площадка строительства и расконсервации скважин	1	8760	Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	9				30	1855	577	200	200						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01723		0.54343	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04309		0.38785	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04309		1.35904	
																					0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01925		0.0010395	
																					0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0021392		0.0001155	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	14.526250676		9.70592	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.360515724		1.577212	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.676121621		0.453391001	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	5.704043044		4.7291468	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000202468		0.00017444	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	14.725563678		11.9639548	
																					0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0007777		0.000042	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.885539494		1.677300135	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2028 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка строительства разведочных скважин	1	8760	Площадка строительства разведочных скважин	6017	9				30	817	-180	200	200						1502*)	0.000016156		0.000014063		
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)				0.000016156	0.000014063
																					1325 Формальдегид ((Метаналь) (609)				0.161893564	0.100452023
																					2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.0003892	0.00008652
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ((Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)				5.524039682	5.666268559
																					2902 Взвешенные частицы ((116)				0.03122	0.32382
																					2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)				0.504	0.018144
																					2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 ((шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)				2.399544	19.342699174
																					2930 Пыль абразивная ((Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.0154	0.1596
																					0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)				0.0055	0.000297
																					0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)				0.0006112	0.000033
																					0301 Азота (IV) диоксид ((Азота диоксид) (4)				4.150357336	2.77312
																					0304 Азот (II) оксид ((Азота оксид) (6)				0.674433064	0.450632
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				0.193177606	0.129540286
																					0330 Сера диоксид ((Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ((IV) оксид) (516)				1.629726584	1.3511848
																					0333 Сероводород ((Дигидросульфид) (518)				0.000057848	0.00004984
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				4.207303908	3.4182728
																					0342 Фтористые газообразные				0.0002222	0.000012

Прод- изв- одс- тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф. обесп- очист- кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ таж. степ- очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ																						
		Наименование	Коли- чест- во ист.						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	26																						
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6018	2	30	-1194	2611	50	40	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.253011284	0.47922861																																
																0703	Венз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000004616	0.000004018																												
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.046255304	0.028700578																								
																								2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001112	0.00002472																				
																												2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.578297052	1.618933874																
																																2902	Взвешенные частицы (116)	0.00892	0.09252												
																																				2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.144	0.005184								
																																								2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.685584	5.5264854784				
																																												2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0044	0.0456
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																																												
				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																																								
								0602	Бензол (64)	0.00015	0.00469																																				
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147																																
																0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																												
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																								
																								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748																				
																												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газовой очистки, %	Средняя эксплуат. степень очистки/таж. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6020	2				30	1110	2133	50	40						0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6021	2				30	-355	405	50	40						0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6022	2				30	-184	337	50	40						0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6023	2				30	-478	168	50	40						0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6024	2				30	-195	20	50	40						0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416 Смесь углеводородов	0.01139		0.35934	

[illegible]

Продолжение	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещество по которому производится газоочистка	Кэфф.обесп.газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество, т/год						скорость, м/с	объем на 1 трубу, м³/с	температура, °C	точечного источника		2-го конца линии /длина, ширина, площадного источника								г/с	мг/м³	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год доставки ПДВ
		Наименование	Количество в источнике						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6035	2				30	1870	290	50	40						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6036	2				30	2131	644	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6038	2				30	1423	2211	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2029 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3	0.3	1.25	0.0883575	450	1012	1146							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00508	152.264	0.1602	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00083	24.878	0.02603	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01122	336.299	0.35387	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0002	3	0.3	1.25	0.0883575	450	716	1147							0410	Метан (727*)	0.01122	336.299	0.35387	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00508	152.264	0.1602	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00083	24.878	0.02603	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01122	336.299	0.35387	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0003	9	0.5	5.66	1.111341	30	1022	1307							0410	Метан (727*)	0.01122	336.299	0.35387	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001284	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.55039	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.57343	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00749	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00235	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0004	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1294							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00471	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001284	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.55039	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.57343	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00749	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00235	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0005	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1284							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00471	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001284	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.55039	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.57343	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00749	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00235	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0006	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1280							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00471	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0007	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1269								0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0008	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1258								0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																					0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0009	9	0.5	5.66	1.111341	30	1039	1248								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																					0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0010	9	0.5	5.66	1.111341	30	1040	1238								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																					0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0011	9	0.5	5.66	1.111341	30	953	1101								0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																					0416	Смесь углеводородов	0.40405	403.523	0.0025

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ																																
		Наименование	Количество в ист.						г/с	мг/м3	т/год																																														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0012	9	0.5	5.66	1.111341	30	942	1101									предельных C6-C10 (1503*)	0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																
																										0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																												
																														0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																								
																																		0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																				
																																						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																
																																										0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025												
																																														0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003								
																																																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001				
																																																						0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																														
																												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																										
																																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																						
																																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																		
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																						
				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																		
								0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																														
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																										
																0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																						
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																		
																								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																														
																												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																										
																																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																						
																																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																		
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																																						
				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																																		
								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																														
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																										
																0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																						
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																		
																								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																														
																												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																										
																																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																						
																																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																		
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																						
				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																																																		
								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																																														
												0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																																										
																0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																						
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																		
																								0621 Метилбензол (349)	0.00332																																

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
		Наименование	Коли честв во ист.						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	26																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0017	9	0.5	5.66	1.111341	30	887	1101									1502*)	0.40405	403.523	0.0025																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
																						0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						1503*)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0602				Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						0621				Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						0333				Сероводород (	0.0009	0.899	0.000006																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
001		Факел высокого давления	1	8760	Факел высокого давления	0018	12.5	0.435	0.22	0.0326958	1696.4	680	1310									Дигидросульфид) (518)	1.09245	1091.024	0.00676																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
																						0415				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						1502*)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						1503*)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0602				Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
001		Факел низкого давления	1	8760	Факел низкого давления	0019	12.5	0.435	0.07	0.0104032	1696.4	726	1310									0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						0301	Азота (IV) диоксид (	0.00077568	171.144	0.02446184																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						Азота диоксид) (4)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0304	Азот (II) оксид (	0.000126048	27.811	0.00397505																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						Азота оксид) (6)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0328	Углерод (Сажа,	0.0006464	142.620	0.02038487																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						Углерод черный) (583)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
001		Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.006464	1426.201	0.203848704																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						0410	Метан (727*)	0.0001616	35.655	0.005096218																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						0301	Азота (IV) диоксид (	0.000252096	174.812	0.0079501																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						Азота диоксид) (4)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0304	Азот (II) оксид (	0.000040966	28.407	0.001291891																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						Азота оксид) (6)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0328	Углерод (Сажа,	0.00021008	145.676	0.006625083																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
001		Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085									Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0021008	1456.763	0.066250829																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
																						0410				Метан (727*)	0.00005252	36.419	0.001656271																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						0301				Азота (IV) диоксид (	0.10987	1408.735	2.5112																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						Азота диоксид) (4)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0304				Азот (II) оксид (	0.01785	228.870	0.40807																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						Азота оксид) (6)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0328				Углерод (Сажа,	0.00933	119.628	0.219																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						Углерод черный) (583)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						0330				Сера диоксид (	0.01467	188.096	0.3285																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
																						Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						IV) оксид) (516)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
001		Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.096	1230.896	2.19																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000002	0.003	0.00000402																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						1325	Формальдегид (	0.002	25.644	0.0438																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
																						Метаналь) (609)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	0.048	615.448	1.095																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2029 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	1	8760	Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	0021	5	0.15	23.7	0.41867	400	666	1198							0301	пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2304	1356.635	5.088	
																				0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.03744	220.453	0.8268	
																				0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.015	88.323	0.318	
																				0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.036	211.974	0.795	
																				0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.186	1095.200	4.134	
																				0703	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0000004	0.002	0.0000087	
																				1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0036	21.197	0.0795	
																				2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.087	512.271	1.908	
																					пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
001		Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	1	8760	Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	5	0.15	49.49	0.8745625	400	795	1082							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.54613	1539.422	10.624	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.08875	250.167	1.7264	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03556	100.236	0.664	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.08533	240.527	1.66	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.44089	1242.773	8.632	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000009	0.003	0.0000183	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00853	24.044	0.166	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.20622	581.289	3.984	
001		Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	1	8760	Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	3	0.25	0.23	0.0111	30	749	1180							0333	пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000122	12.199	0.000007	
																				2754	Дигидросульфид (518)	0.04343	4342.570	0.00233	
001		Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	1	8760	Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	9	0.15	694.35	12.270206	450	404	1390							0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.86667	402.895	123.8664	
																				0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.30333	65.470	20.12829	

Пр изв одс тво	Ще ц	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диам етр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото рым произво дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ пах. степ очистки%	Код веще ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Количес тво ист.						г/с	мг/м3	т/год												
												точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад ного источника	2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника							----- X1	Y1	X2	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ				
		Наименование	Количество ист.						г/с	мг/нм3	т/год																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26				
001		Дренажная емкость АГЗУ	1	8760	Дренажная емкость АГЗУ	6005	2				30	701	1213	5	5						1503*)	0.00018	0.00552						
																					0602 Бензол (64)			0.000055	0.00173				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
																					0621 Метилбензол (349)					0.00011	0.00347		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00023	0.000002
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008																											
0602 Бензол (64)			0.00132	0.00001																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00041	0.000003																							
0621 Метилбензол (349)							0.00083	0.000007																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.0009	0.000003																			
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											1.09245	0.00338																	
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125																											
0602 Бензол (64)			0.00528	0.00002																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00166	0.000005																							
0621 Метилбензол (349)							0.00332	0.00001																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00023	0.000002																			
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											0.27311	0.00216																	
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008																											
0602 Бензол (64)			0.00132	0.00001																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00041	0.000003																							
0621 Метилбензол (349)							0.00083	0.000007																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.0009	0.000003																			
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											1.09245	0.00338																	
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125																											
0602 Бензол (64)			0.00528	0.00002																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00166	0.000005																							
0621 Метилбензол (349)							0.00332	0.00001																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00023	0.000002																			
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											0.27311	0.00216																	
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008																											
0602 Бензол (64)			0.00132	0.00001																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00041	0.000003																							
0621 Метилбензол (349)							0.00083	0.000007																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.0009	0.000003																			
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											1.09245	0.00338																	
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125																											
0602 Бензол (64)			0.00528	0.00002																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00166	0.000005																							
0621 Метилбензол (349)							0.00332	0.00001																					
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.000036	0.000131																			
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											0.0435	0.158																	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2029 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо- та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
												ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника							2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника	X1	Y1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка газосборного пункта (ГСП)	1	8760	Площадка газосборного пункта	6010	2				30	1266	1265	197	135						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0161		0.0584
																					0602	Бензол (64)			
001		Площадка низкотемператур ной сепарации (НТС)	1	8760	Площадка низкотемпературно й сепарации (НТС)	6011	2				30	475	1318	80	50						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000066		0.00024
001		Площадка установки фракционировани я (УФ)	1	8760	Площадка установки фракционирования (УФ)	6012	2				30	419	1155	80	50						0621	Метилбензол (349)	0.000132		0.00048
001		Площадка хранения пропан- бутановой фракции (ПБФ)	1	8760	Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)	6013	2				30	231	1221	80	50						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.06039		1.90435
001		Площадка налива пропан- бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	1	2500	Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	6014	2				30	58	1246	80	50						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08631		2.72186
001		Площадка компрессорной станции	1	8760	Площадка компрессорной станции	6015	2				30	222	1100	120	100						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.10357		3.26623
001		Площадка строительства и расконсервации скважин	1	8760	Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	9				30	1855	577	200	200						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01723		0.54343
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04309		0.38785
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04309		1.35904
																					0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01375		0.0007425
																					0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.001528		0.0000825
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10.37589334		6.9328
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.68608266		1.12658
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.482944015		0.323850715
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	4.07431646		3.377962
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00014462		0.0001246
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	10.51825977		8.545682
																					0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0005555		0.00003
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.63252821		1.198071525

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2029 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка строительства разведочных скважин	1	8760	Площадка строительства разведочных скважин	6017	9				30	817	-180	200	200						1502*)				
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00001154		0.000010045	
																					1325 Формальдегид ((Метаналь) (609)	0.11563826		0.071751445	
																					2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.000278		0.0000618	
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ((Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	3.94574263		4.047334685	
																					2902 Взвешенные частицы ((116)	0.0223		0.2313	
																					2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.36		0.01296	
																					2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 ((шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	1.71396		13.816213696	
																					2930 Пыль абразивная ((Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.011		0.114	
																					0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00825		0.0004455	
																					0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0009168		0.0000495	
																					0301 Азота (IV) диоксид ((Азота диоксид) (4)	6.225536004		4.15968	
																					0304 Азот (II) оксид ((Азота оксид) (6)	1.011649596		0.675948	
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.289766409		0.194310429	
																					0330 Сера диоксид ((Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ((IV) оксид) (516)	2.444589876		2.0267772	
																					0333 Сероводород ((Дигидросульфид) (518)	0.000086772		0.00007476	
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	6.310955862		5.1274092	
																					0342 Фтористые газообразные	0.0003333		0.000018	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2029 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1 13	Y1 14	X2 15	Y2 16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6018	2				30	-1194	2611	50	40						соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.379516926		0.718842915	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)				
																					1325 Формальдегид (609)				
																					2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (617)				
																					2902 Взвешенные частицы (116)				
																					2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)				
																					2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (617)				
																					2930 Пыль абразивная (617)				
																					0333 Сероводород (617)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6019	2				30	382	2152	50	40						0602 Бензол (64)	0.00003	0.00008		
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (617)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6020	2				30	1110	2133	50	40						0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.0008
																						Дигидросульфид) (518)			
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6021	2				30	-355	405	50	40						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748
																						1502*)			
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934
																						1503*)			
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6022	2				30	-184	337	50	40						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.0008
																						Дигидросульфид) (518)			
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6023	2				30	-478	168	50	40						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934
																						1503*)			
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6024	2				30	-195	20	50	40						0333	Сероводород (	0.00003		0.0008
																						Дигидросульфид) (518)			
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748
																						1502*)			
																					0416	Смесь углеводородов	0.01139		0.35934

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
			Количес тво ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6025	2				30	-456	-7	50	40						предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00015 0.00005 0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005 0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005 0.00009 0.00003		0.00469 0.00147 0.00295 0.0008	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6026	2				30	134	-222	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005 0.00009 0.00003		0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6027	2				30	462	-101	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005 0.00009 0.00003		0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6028	2				30	636	-181	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009 0.00003 0.08585 0.01139 0.00015 0.00005 0.00009 0.00003		0.00295 0.0008 2.70748 0.35934 0.00469 0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6029	2				30	192	-364	50	40						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00009 0.00003 0.08585		0.00295 0.0008 2.70748	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ		
		Наименование	Количество ист.						г/с	мг/нм3	т/год																
												ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника							2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6030	2				30	342	-344	50	40						1502*)	0.01139		0.35934			
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
																					0602				Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
																					0621				Метилбензол (349)	0.00009	0.00295
																					0333				Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6031	2				30	1699	702	50	40						0415	0.08585		2.70748			
																					0416				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934
																					0602				Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
																					0621				Метилбензол (349)	0.00009	0.00295
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6032	2				30	1592	615	50	40						0333	0.00003		0.0008			
																					0415				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934
																					0602				Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
																					0621				Метилбензол (349)	0.00009	0.00295
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6033	2				30	1934	672	50	40						0333	0.00003		0.0008			
																					0415				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934
																					0602				Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
																					0621				Метилбензол (349)	0.00009	0.00295
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6034	2				30	1967	426	50	40						0333	0.00003		0.0008			
																					0415				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748
																					0416				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934
																					0602				Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
																					0621				Метилбензол (349)	0.00009	0.00295

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- ф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ								
		Наименование	Коли- чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26								
001		скважины																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748								
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934							
																					0602	Бензол (64)					0.00469						
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147					
																					0621	Метилбензол (349)							0.00295				
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008			
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748		
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934	
																					0602	Бензол (64)											0.00469
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)											
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)					0.00469																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						0.00147																										
0621	Метилбензол (349)							0.00295																									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								0.0008																								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									2.70748																							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										0.35934																						
0602	Бензол (64)	0.00469																															
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.00147																														
0621	Метилбензол (349)			0.00295																													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				0.0008																												
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					2.70748																											
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						0.35934																										
0602	Бензол (64)							0.00469																									
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								0.00147																								
0621	Метилбензол (349)									0.00295																							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)										0.0008																						
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.70748																															
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.35934																														
0602	Бензол (64)			0.00469																													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00147																												
0621	Метилбензол (349)					0.00295																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							2.70748																									
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								0.35934																								
0602	Бензол (64)									0.00469																							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										0.00147																						
0621	Метилбензол (349)	0.00295																															
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0008																														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				0.35934																												
0602	Бензол (64)																																

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2029 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист-кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ тах. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6039	2				30	8	132	50	40					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6040	2				30	-392	250	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6041	2				30	259	-12	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6042	2				30	1423	2211	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593	
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6043	2				30	741	2393	50	40					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593	
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6044	2				30	1869	1799	50	40					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593	
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6045	2				30	2111	1605	50	40					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593	
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6046	2				30	833	-107	50	40					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3	0.3	1.25	0.0883575	450	1012	1146							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00508	152.264	0.1602	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00083	24.878	0.02603	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01122	336.299	0.35387	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0002	3	0.3	1.25	0.0883575	450	716	1147							0410	Метан (727*)	0.01122	336.299	0.35387	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00508	152.264	0.1602	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00083	24.878	0.02603	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01122	336.299	0.35387	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0003	9	0.5	5.66	1.111341	30	1022	1307							0410	Метан (727*)	0.01122	336.299	0.35387	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001358	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.63952	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.60639	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00792	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00249	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0004	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1294							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00498	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001358	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.63952	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.60639	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00792	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00249	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0005	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1284							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00498	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.001358	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.63952	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.60639	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00792	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00249	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0006	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1280							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00498	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов ра-бо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист-кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина . /площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0007	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1269								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0008	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1258								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0009	9	0.5	5.66	1.111341	30	1039	1248								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0010	9	0.5	5.66	1.111341	30	1040	1238								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025	
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0011	9	0.5	5.66	1.111341	30	953	1101								0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676	
																					0416 Смесь углеводородов	0.40405	403.523	0.0025	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газовой очистки, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ			
		Наименование	Количество в ист.						Скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год				
												X1	Y1	X2	Y2													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26			
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0012	9	0.5	5.66	1.111341	30	942	1101								предельных C6-C10 (1503*)	0.00528	5.273	0.00003				
																									0602 Бензол (64)	0.00166	1.658	0.00001
																									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00332	3.316	0.00002
																									0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																									0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																									0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																									0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																									0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																									0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																									001		Резервуар для нефти V-50 м3	1
0602 Бензол (64)	0.00166	1.658	0.00001																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00332	3.316	0.00002																									
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																									
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																									
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																									
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																									
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																									
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																									
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0014	9	0.5	5.66	1.111341	30	920	1101								предельных C6-C10 (1503*)	0.00528	5.273	0.00003				
																									0602 Бензол (64)	0.00166	1.658	0.00001
																									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00332	3.316	0.00002
																									0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																									0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																									0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																									0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																									0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																									0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																									001		Резервуар для нефти V-50 м3	1
0602 Бензол (64)	0.00166	1.658	0.00001																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00332	3.316	0.00002																									
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																									
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676																									
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025																									
0602 Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00003																									
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001																									
0621 Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002																									
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006																									
001		Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0016	9	0.5	5.66	1.111341	30	898	1101								предельных C6-C10 (1503*)	0.00528	5.273	0.00003				
																									0602 Бензол (64)	0.00166	1.658	0.00001
																									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00332	3.316	0.00002

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
												ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника							2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Резервуар для нефти V-50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м3	0017	9	0.5	5.66	1.111341	30	887	1101									0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
																					0602	Вензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000006
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.00676
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.0025
001	Факел высокого давления	1	8760	Факел высокого давления	0018	12.5	0.435	0.22	0.0326958	1696.4	680	1310									0602	Вензол (64)	0.00528	5.273	0.00003
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00001
																					0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00002
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00077568	171.144	0.02446184
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000126048	27.811	0.00397505
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0006464	142.620	0.02038487
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.006464	1426.201	0.203848704
001	Факел низкого давления	1	8760	Факел низкого давления	0019	12.5	0.435	0.07	0.0104032	1696.4	726	1310									0410	Метан (727*)	0.0001616	35.655	0.005096218
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000252096	174.812	0.0079501
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000040966	28.407	0.001291891
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00021008	145.676	0.006625083
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0021008	1456.763	0.066250829
																					0410	Метан (727*)	0.00005252	36.419	0.001656271
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.10987	1408.735	2.5112
001	Дизельный генератор Onis Viza F60	1	8760	Дизельный генератор Onis Viza F60	0020	5	0.15	10.88	0.1922659	400	678	1085									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01785	228.870	0.40807
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00933	119.628	0.219
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01467	188.096	0.3285
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.096	1230.896	2.19
																					0703	Венз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.003	0.00000402
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002	25.644	0.0438
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.048	615.448	1.095

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер- оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	1	8760	Дизельный генератор OLYMPIAN GER-150	0021	5	0.15	23.7	0.41867	400	666	1198							0301	пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2304	1356.635	5.088	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.03744	220.453	0.8268	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015	88.323	0.318	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.036	211.974	0.795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.186	1095.200	4.134	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000004	0.002	0.0000087	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0036	21.197	0.0795	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.087	512.271	1.908	
001		Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	1	8760	Дизельный генератор ELCOS GE BD.340/310	0022	5	0.15	49.49	0.8742	400	795	1082							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.54613	1540.060	10.624	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.08875	250.271	1.7264	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03556	100.277	0.664	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.08533	240.626	1.66	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.44089	1243.288	8.632	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000009	0.003	0.0000183	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00853	24.054	0.166	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.20622	581.530	3.984	
001		Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	1	8760	Резервуар для дизельного топлива V-50 м3	0023	3	0.25	0.23	0.0111	30	749	1180							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000122	12.199	0.000007	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04343	4342.570	0.00233	
001		Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	1	8760	Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0024	9	0.15	694.35	12.270206	450	404	1390							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.86667	402.895	123.8664	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.30333	65.470	20.12829	

Прод- изв- одс- тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф. обесп- очист- кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ таж. степ- очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка АГЗУ	1	8760	Площадка АГЗУ	6001	2				30	690	1218	14	14					0328	Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.09722	20.984	6.6357	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.47222	317.758	97.3236	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000031	0.0007	0.000199	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02778	5.996	1.76952	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.66667	143.891	44.238	
001		Нефтегазосепара- тор	1	8760	Нефтегазосепаратор	6002	2				30	865	1162	5	15					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028		0.00088	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0942		2.97076	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01251		0.39442	
																				0602	Бензол (64)	0.00016		0.00515	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00162	
001		Нефтегазосепара- тор	1	8760	Нефтегазосепаратор	6003	2				30	875	1162	5	15					0621	Метилбензол (349)	0.0001		0.00324	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00002		0.0007	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0251		0.79	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0093		0.2922	
																				0602	Бензол (64)	0.00012		0.0038	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00004		0.0012	
001		Площадка насосов перекачки нефти	1	8760	Площадка насосов перекачки нефти	6004	2				30	921	1115	25	5					0621	Метилбензол (349)	0.00008		0.0024	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.00095	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03623		1.14255	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0134		0.42258	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са,м	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость АГЗУ	1	8760	Дренажная емкость АГЗУ	6005	2				30	701	1213	5	5						1503*)	0.00018 0.000055	0.00552 0.00173		
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
001		Дренажная емкость нефтегазосепара торов	1	8760	Дренажная емкость нефтегазосепарато ров	6006	2				30	855	1160	5	5						0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008		
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
001		Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	1	8760	Дренажная емкость нефтеналивной эстакады	6007	2				30	947	1270	5	5						0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125		
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
001		Дренажная емкость для слива нефти	1	8760	Дренажная емкость для слива нефти	6008	2				30	1052	1276	5	20						0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.10101	0.0008		
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
001		Нефтеналивная эстакада	1	8760	Нефтеналивная эстакада	6009	2				30	1060	1252	40	40						0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	0.00125		
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка газосборного пункта (ГСП)	1	8760	Площадка газосборного пункта	6010	2				30	1266	1265	197	135						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0161		0.0617	
																					0602	Бензол (64)				
001		Площадка низкотемператур ной сепарации (НТС)	1	8760	Площадка низкотемпературной сепарации (НТС)	6011	2				30	475	1318	80	50						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000066		0.000253	
001		Площадка установки фракционировани я (УФ)	1	8760	Площадка установки фракционирования (УФ)	6012	2				30	419	1155	80	50						0621	Метилбензол (349)	0.000132		0.000507	
001		Площадка хранения пропан- бутановой фракции (ПБФ)	1	8760	Площадка хранения пропан-бутановой фракции (ПБФ)	6013	2				30	231	1221	80	50						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.06039		1.90435	
001		Площадка налива пропан- бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	1	2500	Площадка налива пропан-бутановой фракции (ПБФ) в пропановозы	6014	2				30	58	1246	80	50						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08631		2.72186	
001		Площадка компрессорной станции	1	8760	Площадка компрессорной станции	6015	2				30	222	1100	120	100						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.10357		3.26623	
001		Площадка строительства и расконсервации скважин	1	8760	Площадка строительства и расконсервации скважин	6016	9				30	1855	577	200	200						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01723		0.54343	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04309		0.38785	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04309		1.35904	
																					0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00825		0.0004455	
																					0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0009168		0.0000495	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	6.225536004		4.15968	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.011649596		0.675948	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.289766409		0.194310429	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	2.444589876		2.0267772	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000086772		0.00007476	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	6.310955862		5.1274092	
																					0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0003333		0.000018	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.379516926		0.718842915	

Прод- изв- одс- тво	Цех	загрязняющих веществ		часов рабо- ты в год	источника выброса вредных веществ	источ- ника выбро- са	та источ- ника выбро- са, м	метр устья трубы м	на выходе из ист. выброса			на карте-схеме, м				газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	по кото- рым произво- дится газо- очистка	обесп- газо- очист- кой, %	эксплуат- степень очистки/ max. степ- очистки%	ве- ще- ства	Наименование вещества	г/с	мг/м3	т/год	Год дос- тиже- ния ПДВ			
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина . площадного источника														
												X1	Y1	X2	Y2													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26			
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6017	2				30	-1194	2611	50	40						1502*)	0.000006924		0.000006027				
																					0703					Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)		
																					1325					Формальдегид (Метаналь) (609)	0.069382956	0.043050867
																					2735					Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001668	0.00003708
																					2754					Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	2.367445578	2.428400811
																					2902					Взвешенные частицы (116)	0.01338	0.13878
																					2907					Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.216	0.007776
																					2908					Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	1.028376	8.2897282176
																					2930					Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0066	0.0684
																					0333					Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6018	2				30	382	2152	50	40						0415	0.08585	2.70748					
																					0416					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01139	0.35934
																					0602					Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
																					0621					Метилбензол (349)	0.00009	0.00295
																					0333					Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008
																					0415					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748
																					0416					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934
																					0602					Бензол (64)	0.00015	0.00469
																					0616					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147
0621	Метилбензол (349)	0.00009	0.00295																									

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер- оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6019	2				30	1110	2133	50	40					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6020	2				30	-355	405	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6021	2				30	-184	337	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6022	2				30	-478	168	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6023	2				30	-195	20	50	40					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диам етр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото рым произво дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ пах. степ очистки%	Код веще ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Количес тво ист.						г/с	мг/м3	т/год											

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо- та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очист- ки, %	Средняя эксплуат ационная степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6029	2				30	342	-344	50	40					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005			0.00147	
																				0621 Метилбензол (349)	0.00009			0.00295	
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003			0.00008	
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585			2.70748	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139			0.35934	
																				0602 Бензол (64)	0.00015			0.00469	
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005			0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6030	2				30	1699	702	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009			0.00295	
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003			0.00008	
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585			2.70748	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139			0.35934	
																				0602 Бензол (64)	0.00015			0.00469	
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005			0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6031	2				30	1592	615	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009			0.00295	
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003			0.00008	
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585			2.70748	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139			0.35934	
																				0602 Бензол (64)	0.00015			0.00469	
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005			0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6032	2				30	1934	672	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009			0.00295	
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003			0.00008	
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585			2.70748	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139			0.35934	
																				0602 Бензол (64)	0.00015			0.00469	
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005			0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6033	2				30	1967	426	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009			0.00295	
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003			0.00008	
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585			2.70748	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139			0.35934	

По	Источники выделения	Число	Наименование	Номер	Высо	Диа-	Параметры	Координаты	Наименование	Вещества	Коэфф	Средняя	Код	Выбросы
до	застоящих водоемов	насос	источников выброса	исполн	та	метр	на выходе	из кот. выброс	на картостанции	наименование	объем	концентрация	по	загрязняющих веществ

Код изв-та	Цех	загрязняющих веществ		часов работы в год	источника вредных веществ	источника выброса	тип источника выброса, м	метр устья трубы	на выходе из ист.	скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	на карте-схеме, м				газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	по которым производится газоочистка	общая газоочисткой, %	степень очистки/макс. степ. очистки%	вещества	наименование вещества			
		Наименование	Количество в ист.										г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения ПДВ									
																						точечного источ./1-го конца лин./центра площадного источника	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6034	2				30	1870	290	50	40						1503*)	0.00015	0.00005	0.00469	0.00147
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6035	2				30	2131	644	50	40						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	0.01139	0.00295	0.0008
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621 Метилбензол (349)				
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6036	2				30	2238	487	50	40						0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.08585	0.00009	0.00008
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6037	2				30	2099	177	50	40						0621 Метилбензол (349)	0.00009	0.01139	0.00295	0.0008
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																					0602 Бензол (64)				
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6038	2				30	8	132	50	40						0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.08585	0.00015	0.00469
																					0621 Метилбензол (349)				
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.70748		

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кoeff. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/таб. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6039	2				30	-392	250	50	40						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6040	2				30	259	-12	50	40						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6041	2				30	3	-6	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6042	2				30	1760	460	50	40						0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6043	2				30	1760	498	50	40						0415	Смесь углеводородов	0.08585		2.70748	

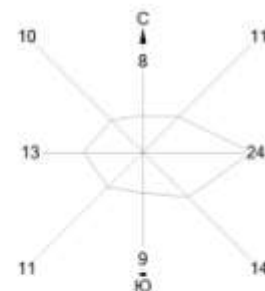
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Бурбайтал Надсолевой, Рекомендуемый вариант №1. 2030 год

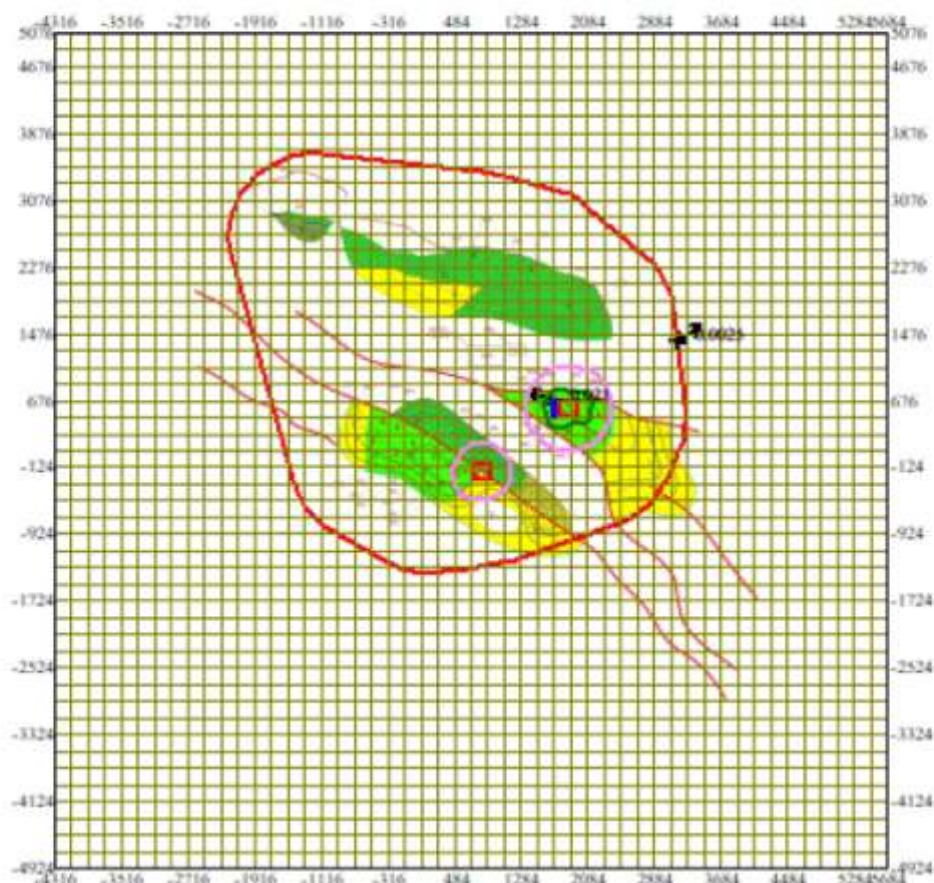
Про изв од ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ max. степ. очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ																										
		Наименование	Коли- чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год																											
												X1	Y1	X2	Y2																																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																										
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6044	2				30	1423	2211	50	40						0416	предельных C1-C5 (1502*)	0.01139		0.35934																										
	0602																				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00015					0.00469																								
	0616																				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)							0.00005	0.00147																						
	0621																				Метилбензол (349)									0.00009	0.00295																				
	0415																				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)											0.05505	1.73593																		
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6045	2				30	741	2393	50	40						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593																										
																					Площадка газовой скважины	1					8760	Площадка газовой скважины	6046	2						30	1869	1799	50	40						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593	
																																														Площадка газовой скважины	1				
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6048	2				30	833	-107	50	40						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05505		1.73593																										

ПРИЛОЖЕНИЕ 4





Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

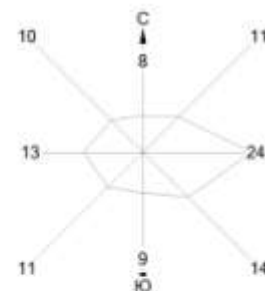


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

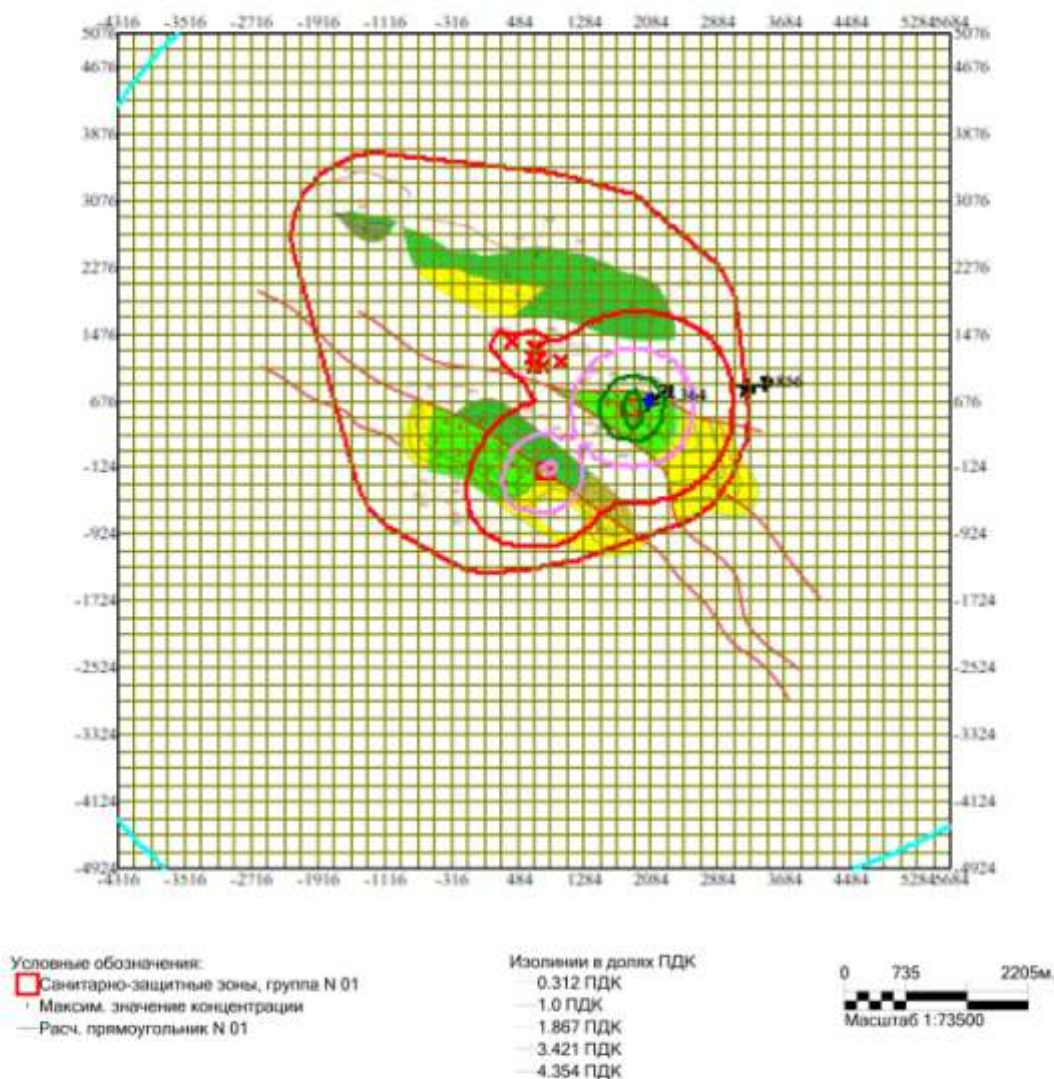
Изолинии в долях ПДК
 — 0.0081 ПДК
 — 0.016 ПДК
 — 0.021 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

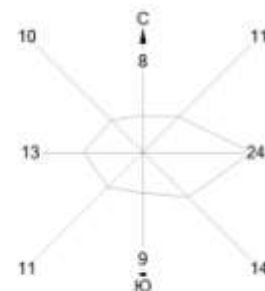
Макс концентрация 0.0209612 ПДК достигается в точке $x=1684$ $y=676$
 При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



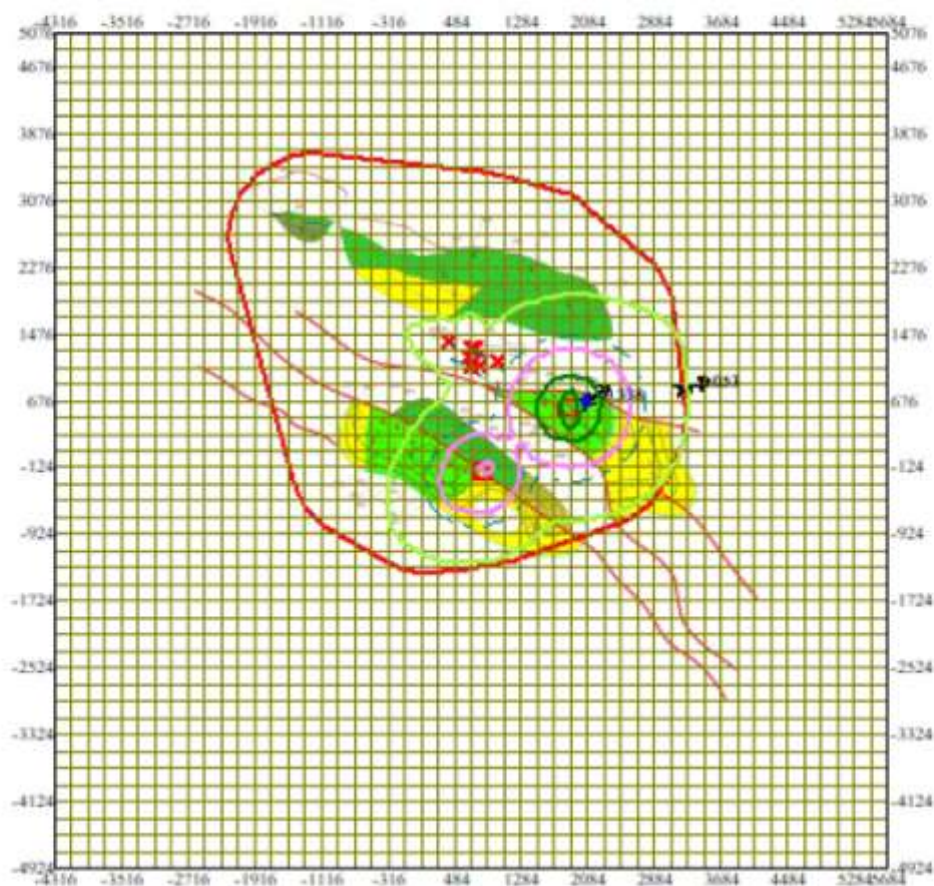
Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Макс концентрация 4.363977 ПДК достигается в точке $x=2084$ $y=676$
При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

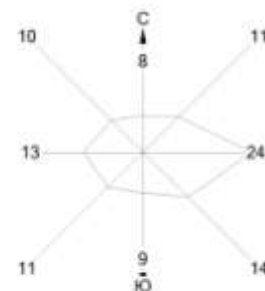


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

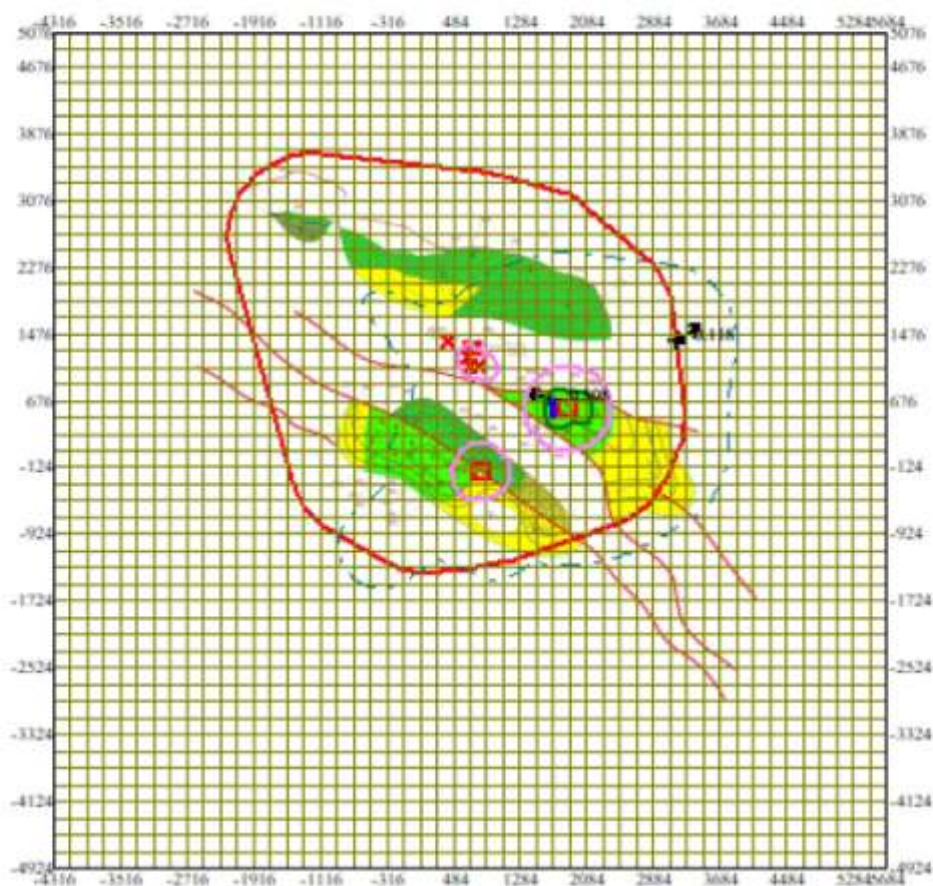
Изоляции в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.135 ПДК
 — 0.262 ПДК
 — 0.337 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.3383231 ПДК достигается в точке x= 2084 y= 676
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



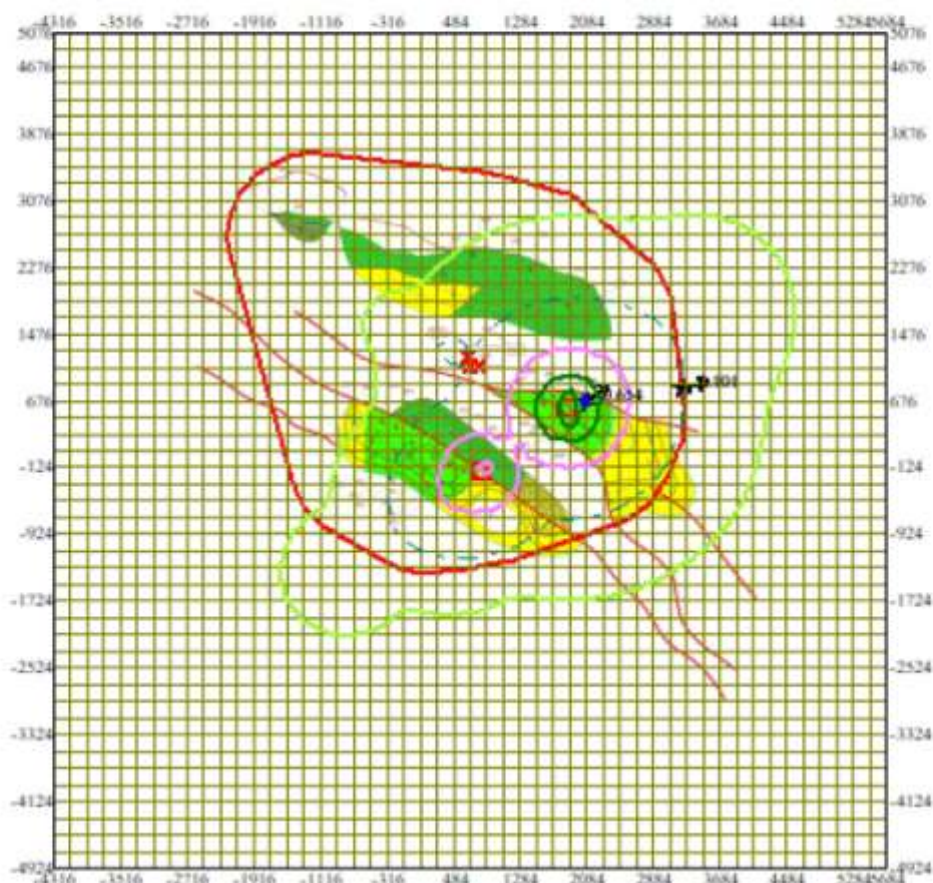
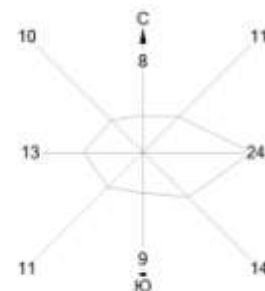
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изоляции в долях ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.239 ПДК
 — 0.407 ПДК
 — 0.507 ПДК

0 735 2205м.
Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.5083371 ПДК достигается в точке $x = 1684$ $y = 676$
 При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51

Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

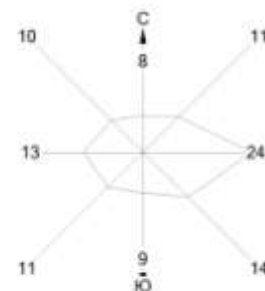


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

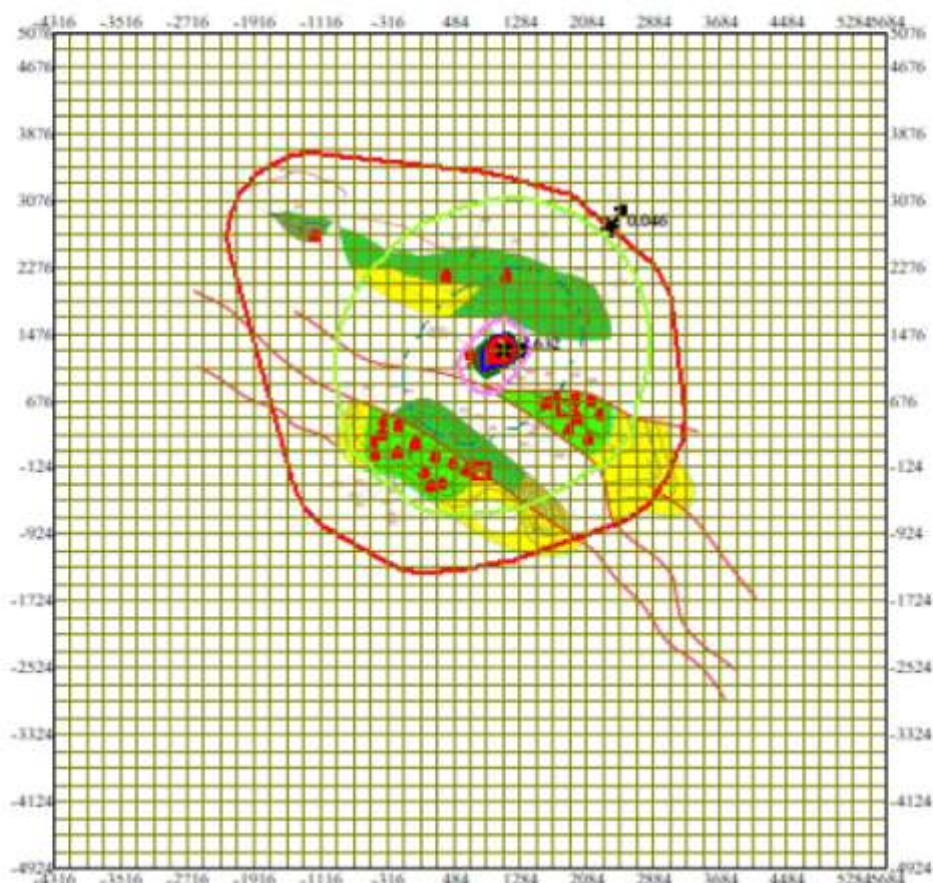
Изоляции в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.260 ПДК
 — 0.505 ПДК
 — 0.652 ПДК

0 735 2205м.
Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.6537094 ПДК достигается в точке x= 2084 y= 676
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

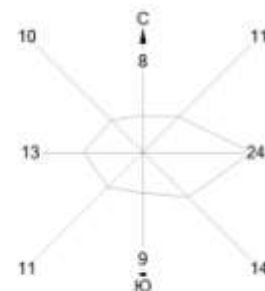


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

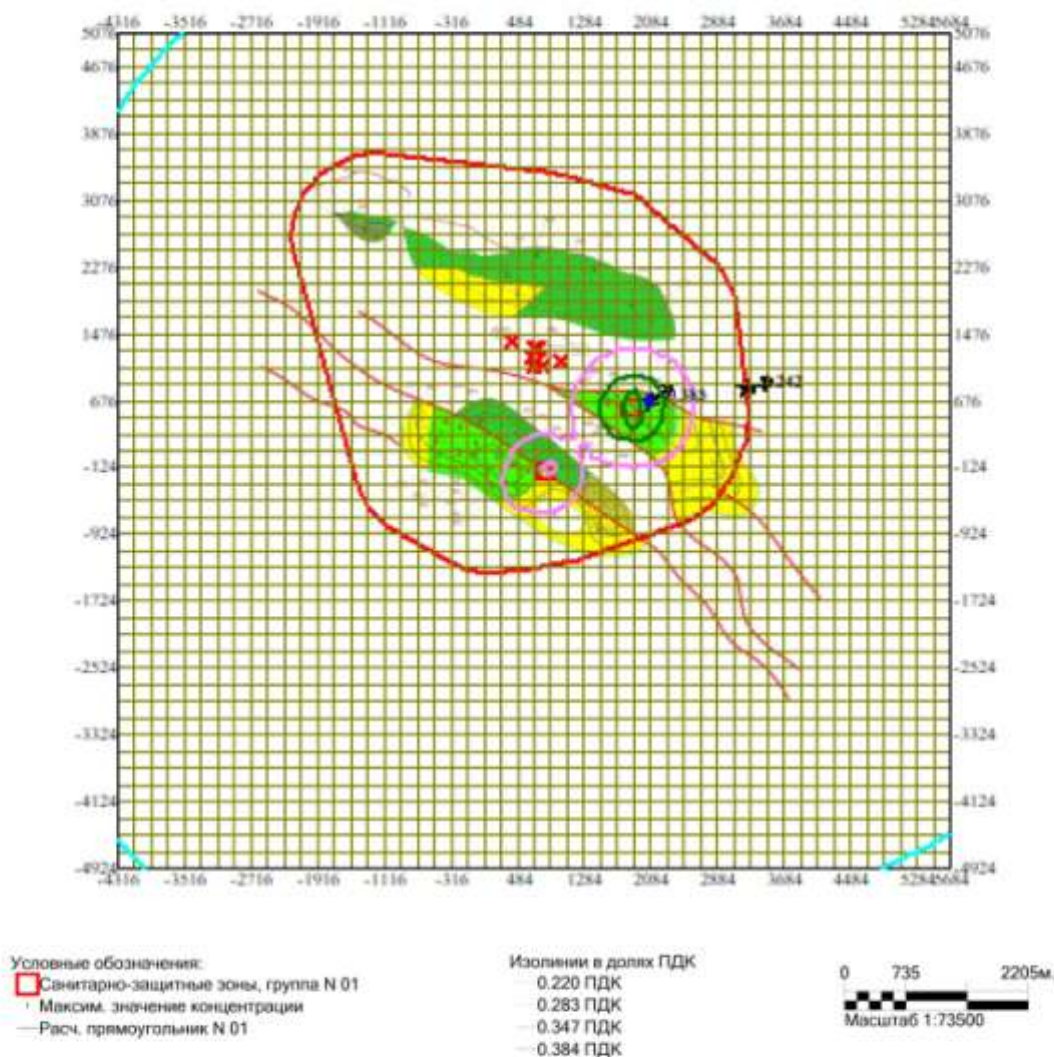
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.325 ПДК
 — 0.643 ПДК
 — 0.835 ПДК
 — 1.0 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

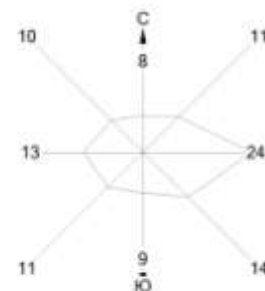
Макс концентрация 2.6317513 ПДК достигается в точке x= 1084 y= 1276
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



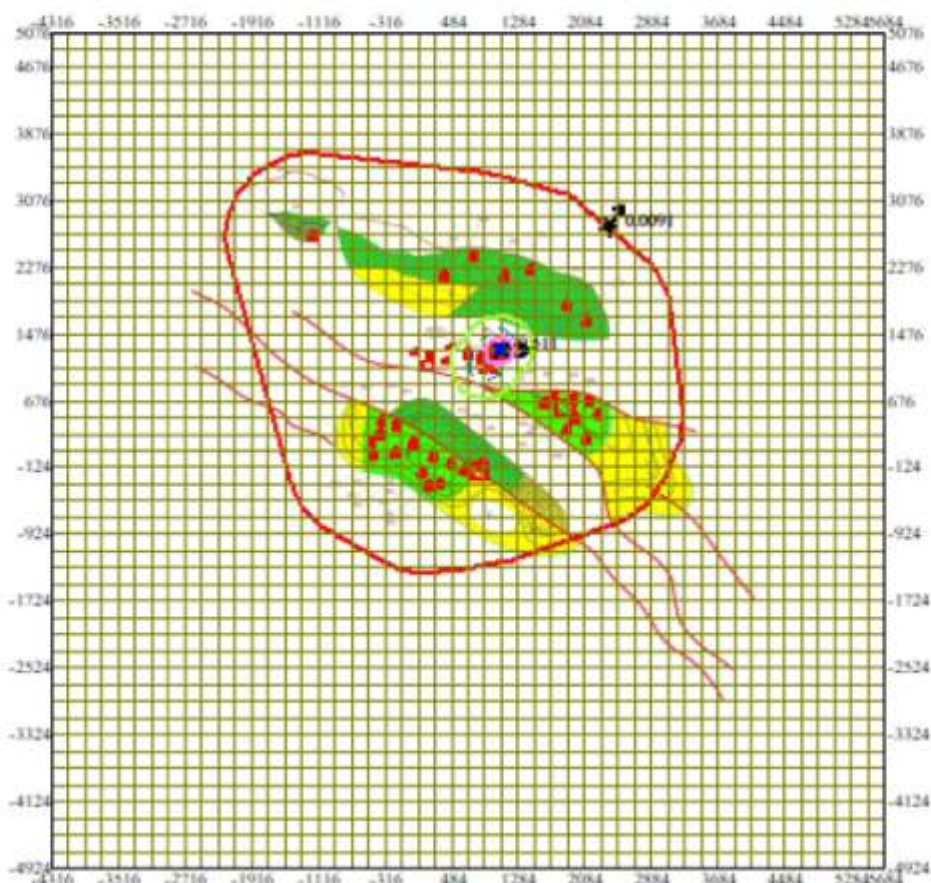
Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



Макс концентрация 0.3848228 ПДК достигается в точке $x=2084$ $y=676$
При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

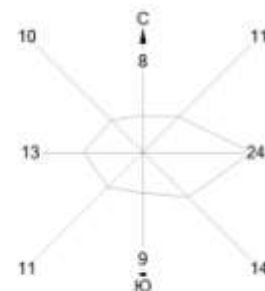


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

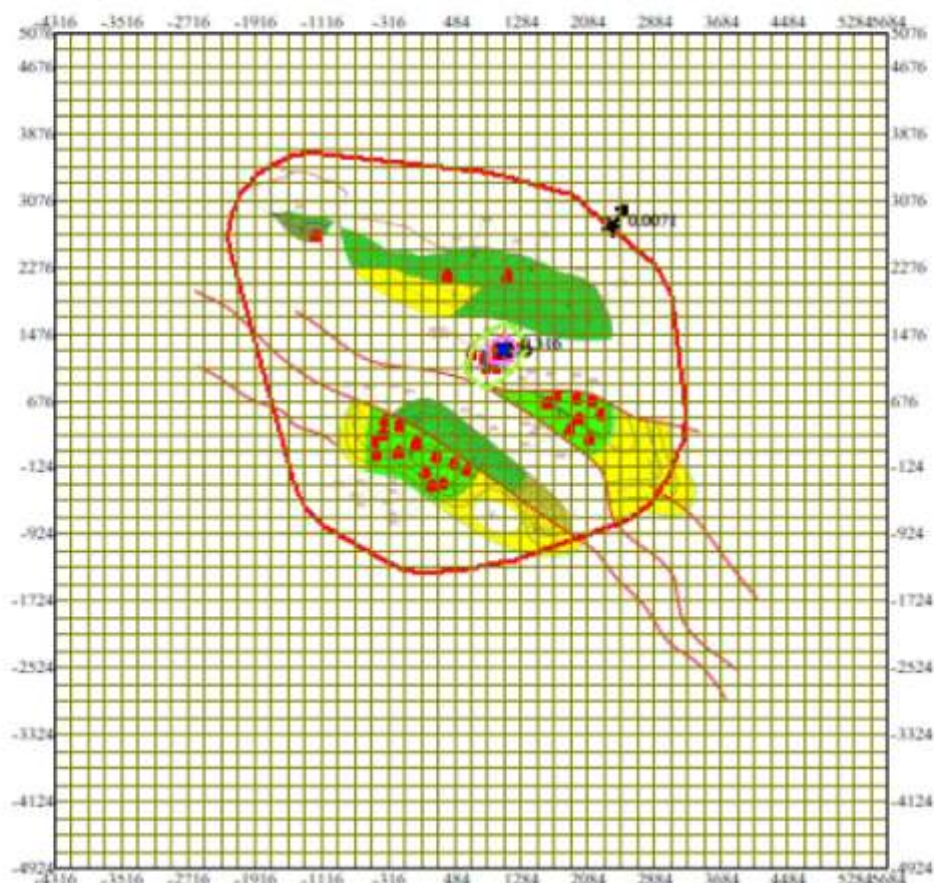
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.198 ПДК
 — 0.393 ПДК
 — 0.510 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.5113211 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

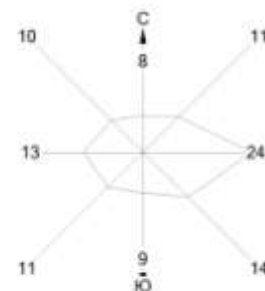


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

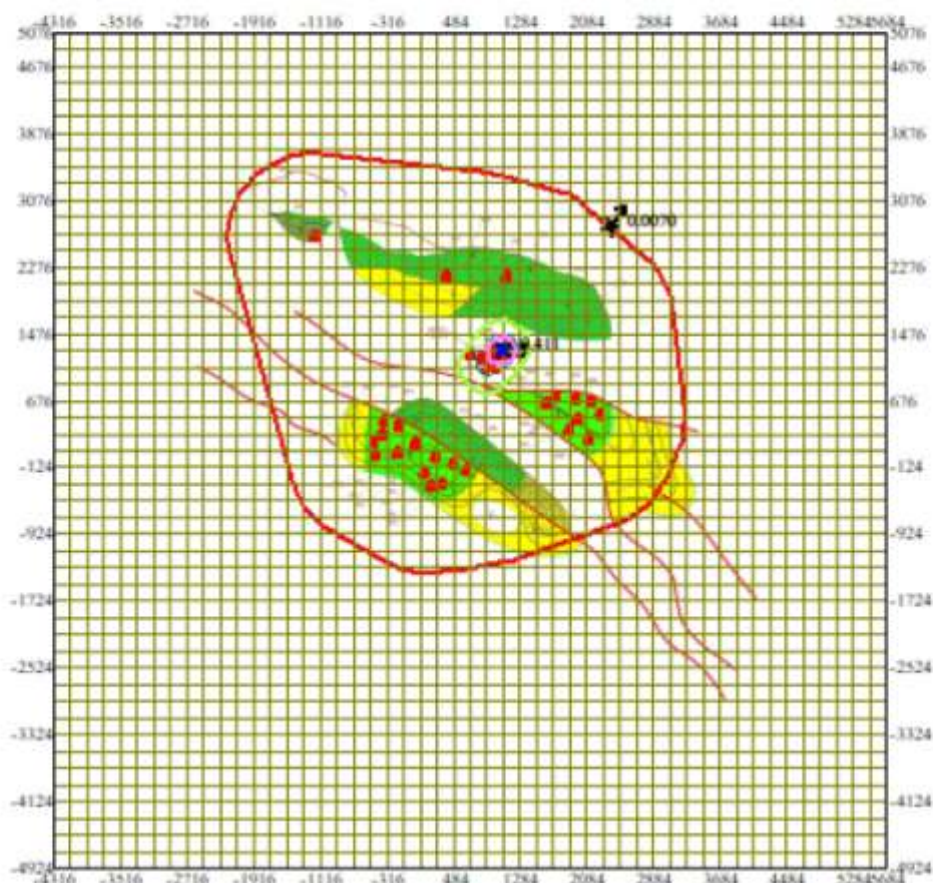
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.123 ПДК
 — 0.243 ПДК
 — 0.315 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.3159394 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)

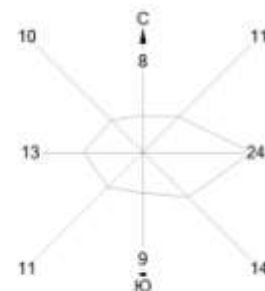


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

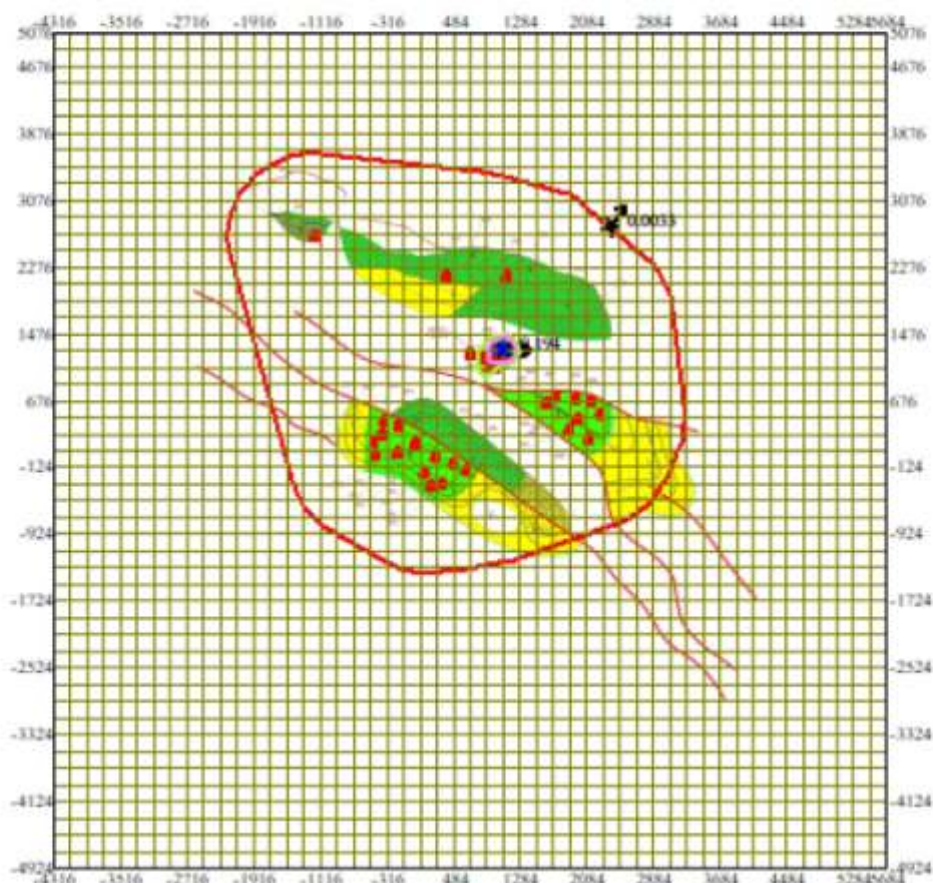
Изолнии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.159 ПДК
 — 0.316 ПДК
 — 0.410 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.4106758 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

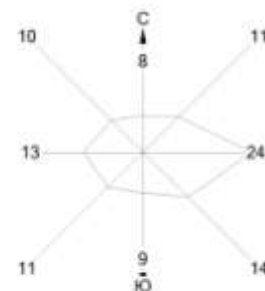


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

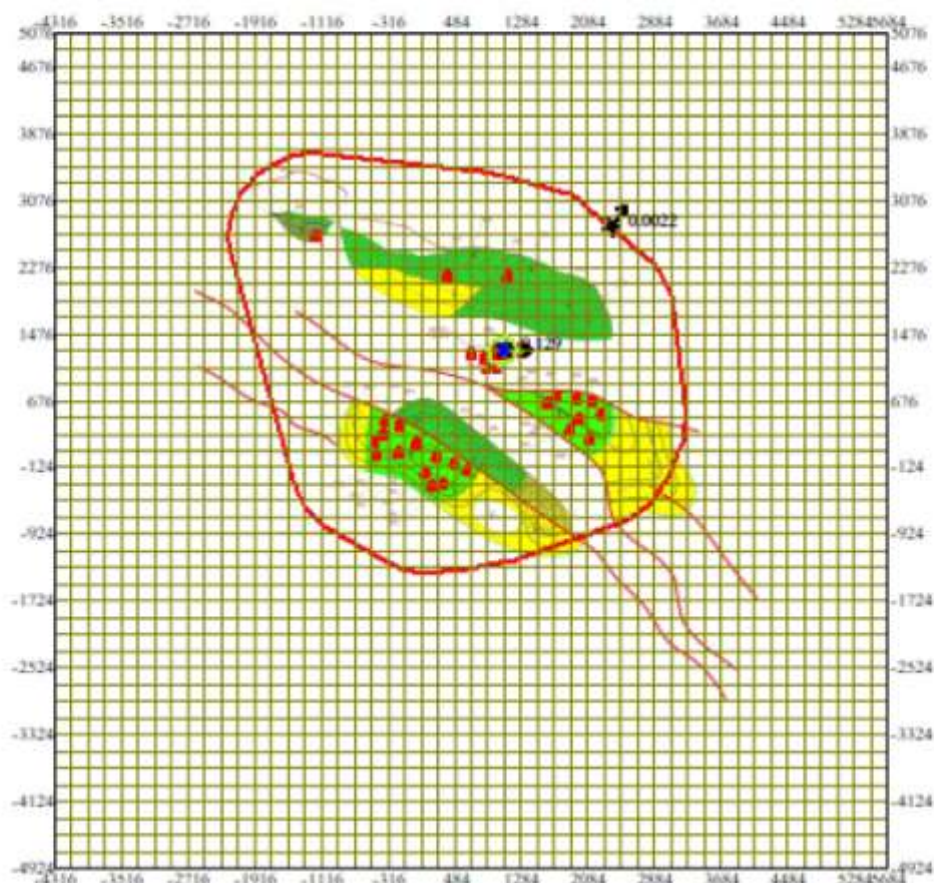
Изолнии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.075 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.149 ПДК
 — 0.193 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.1936161 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)

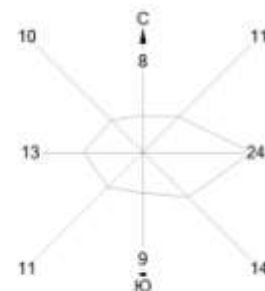


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

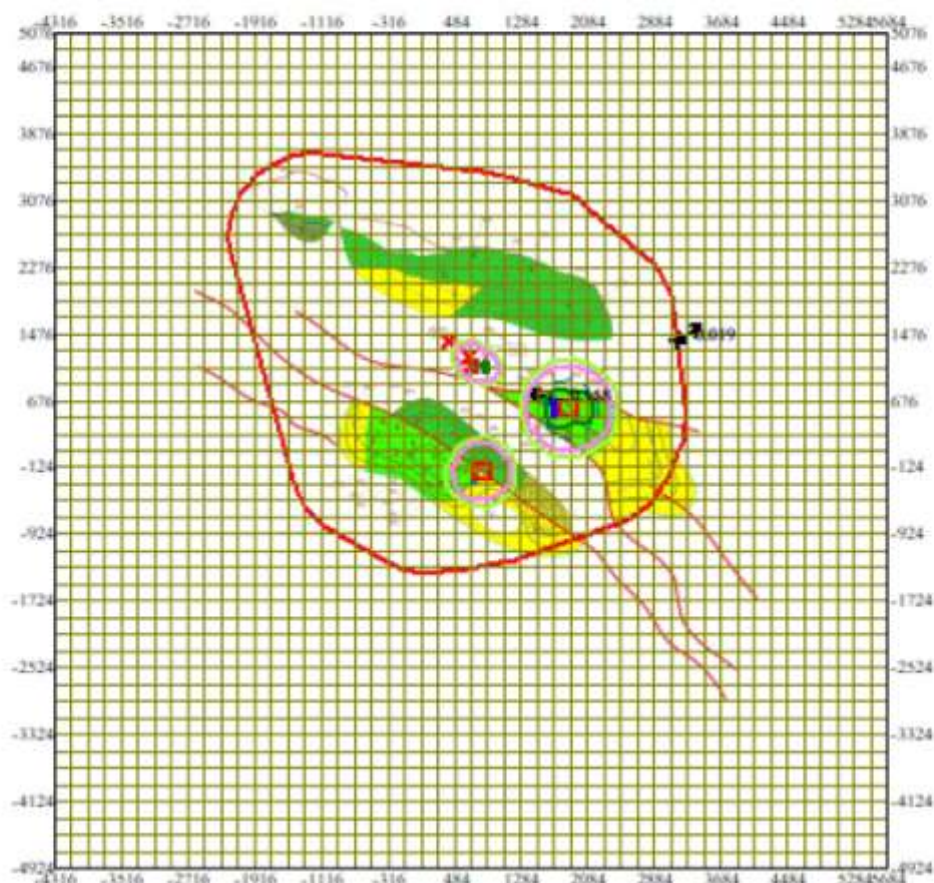
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.099 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.129 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.1291169 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

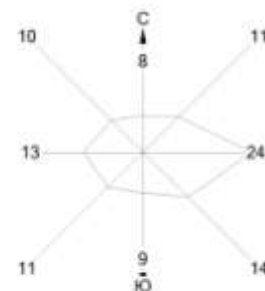


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

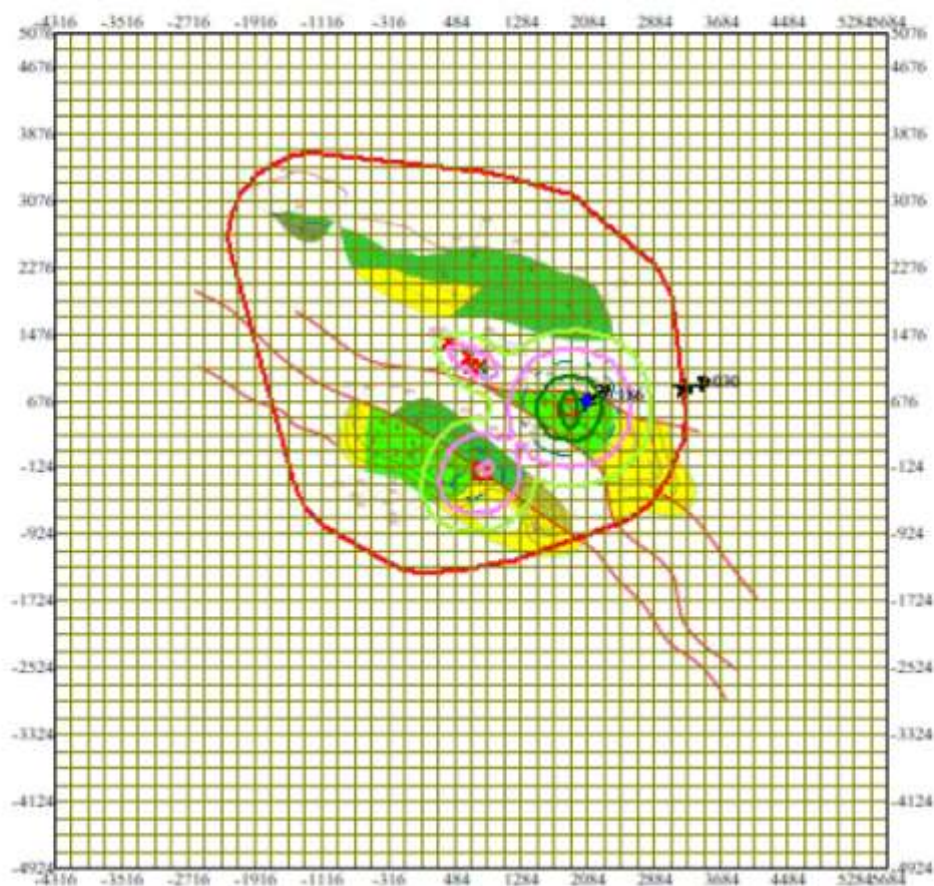
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.062 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.122 ПДК
 — 0.158 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.1583064 ПДК достигается в точке $x = 1684$ $y = 676$
 При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



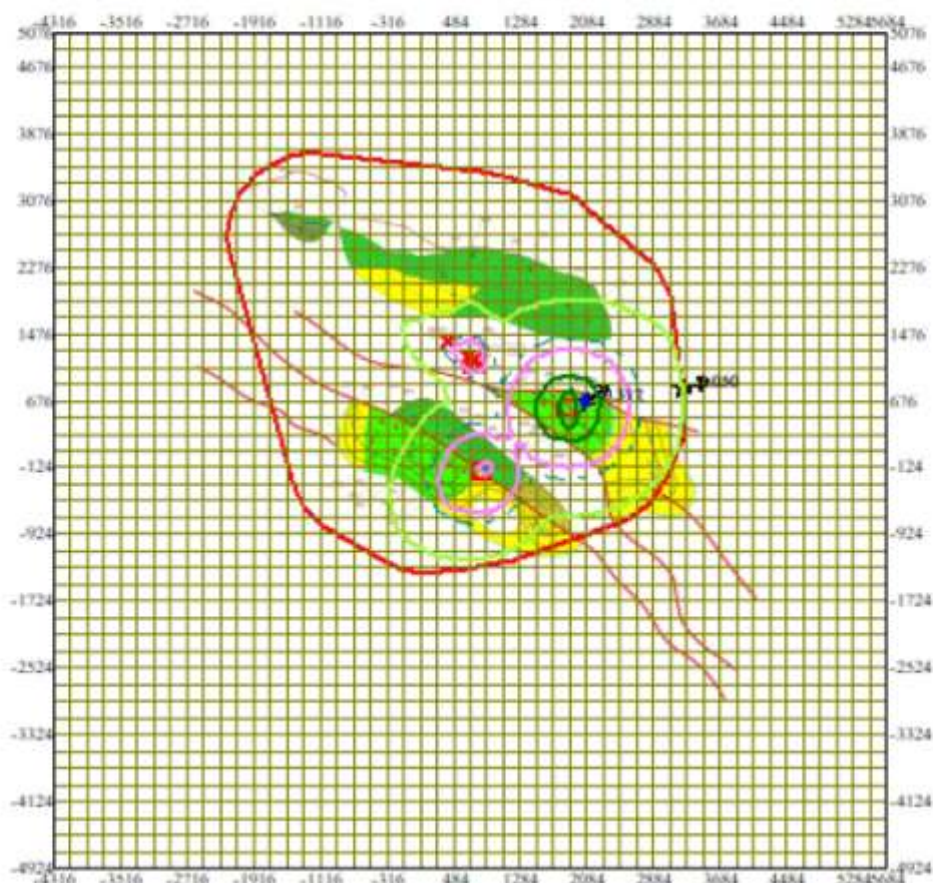
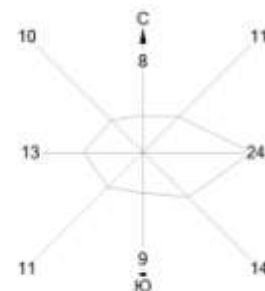
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изоляции в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.074 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.144 ПДК
 — 0.185 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.1856941 ПДК достигается в точке x= 2084 y= 676
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51

Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

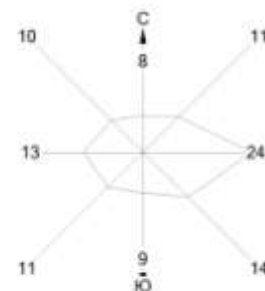


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

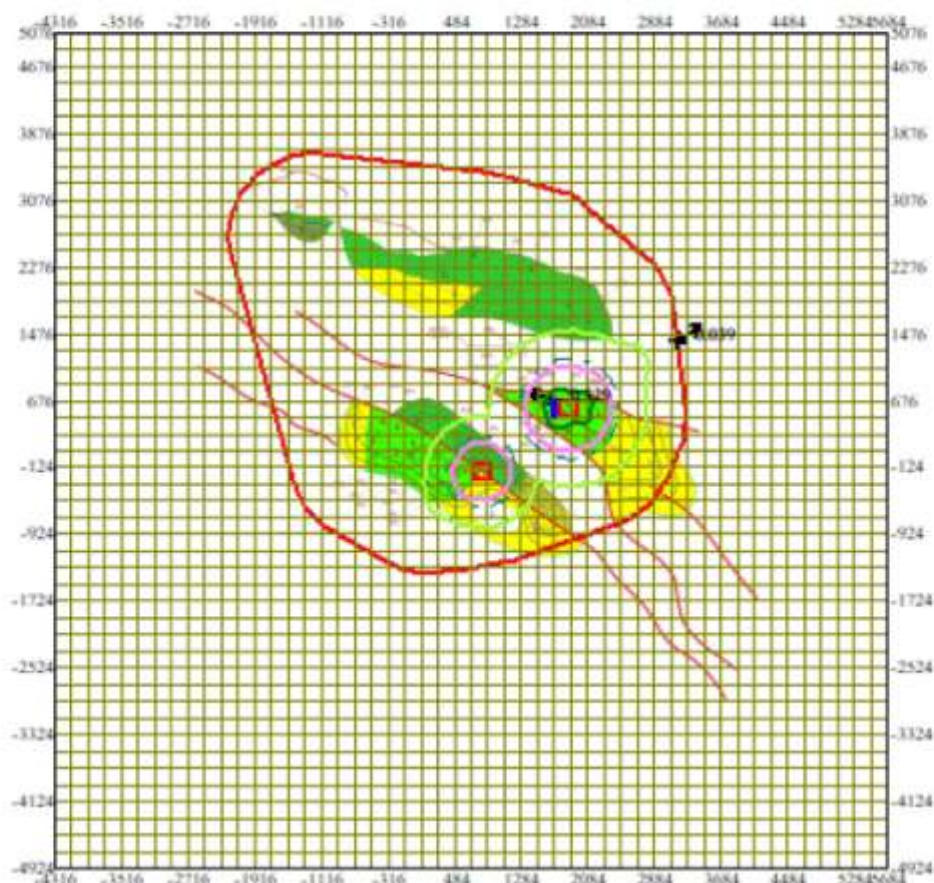
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.127 ПДК
 — 0.245 ПДК
 — 0.316 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.3167483 ПДК достигается в точке x= 2084 y= 676
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)

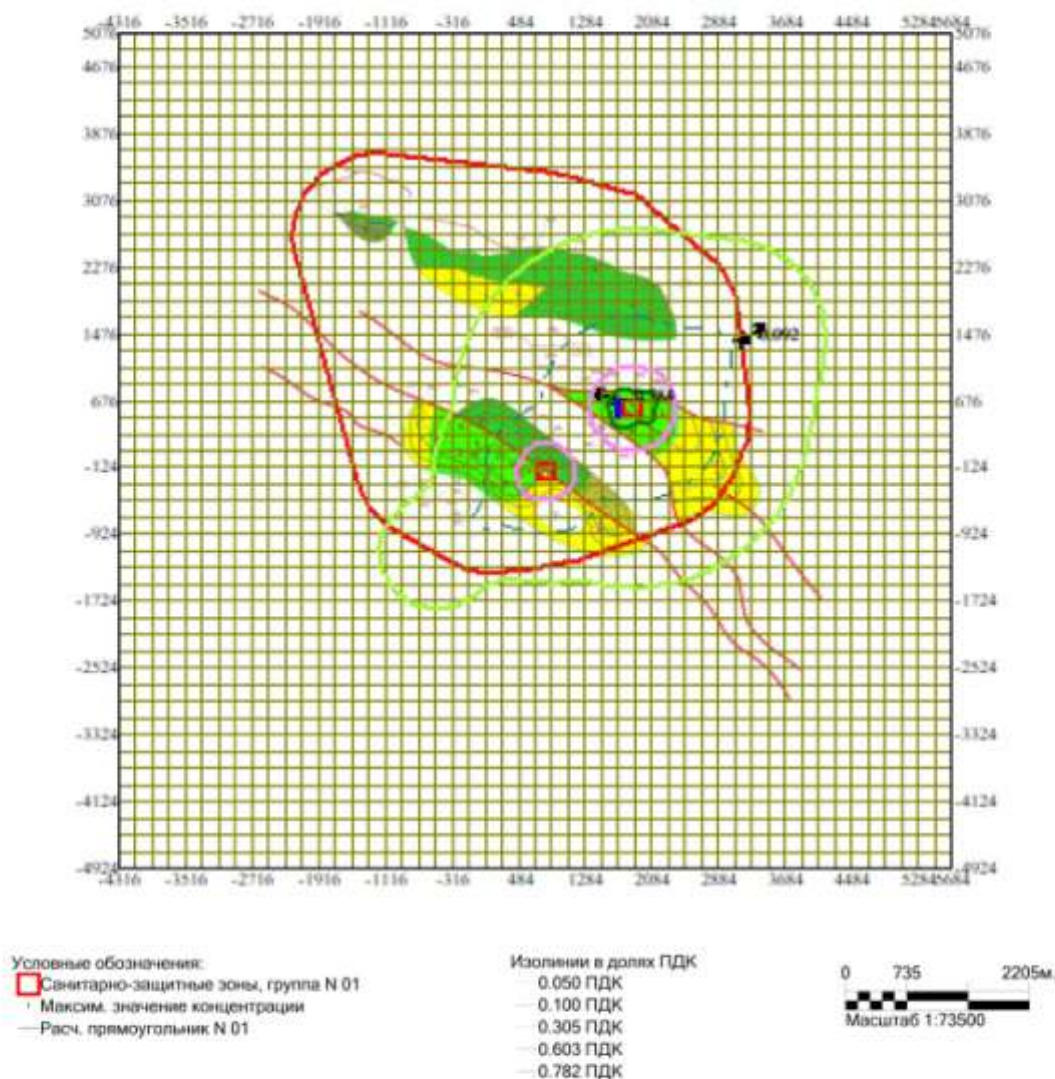


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

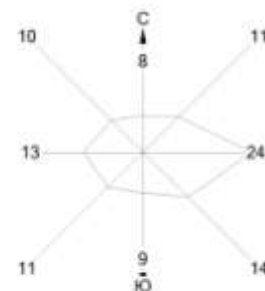
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.128 ПДК
 — 0.253 ПДК
 — 0.328 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

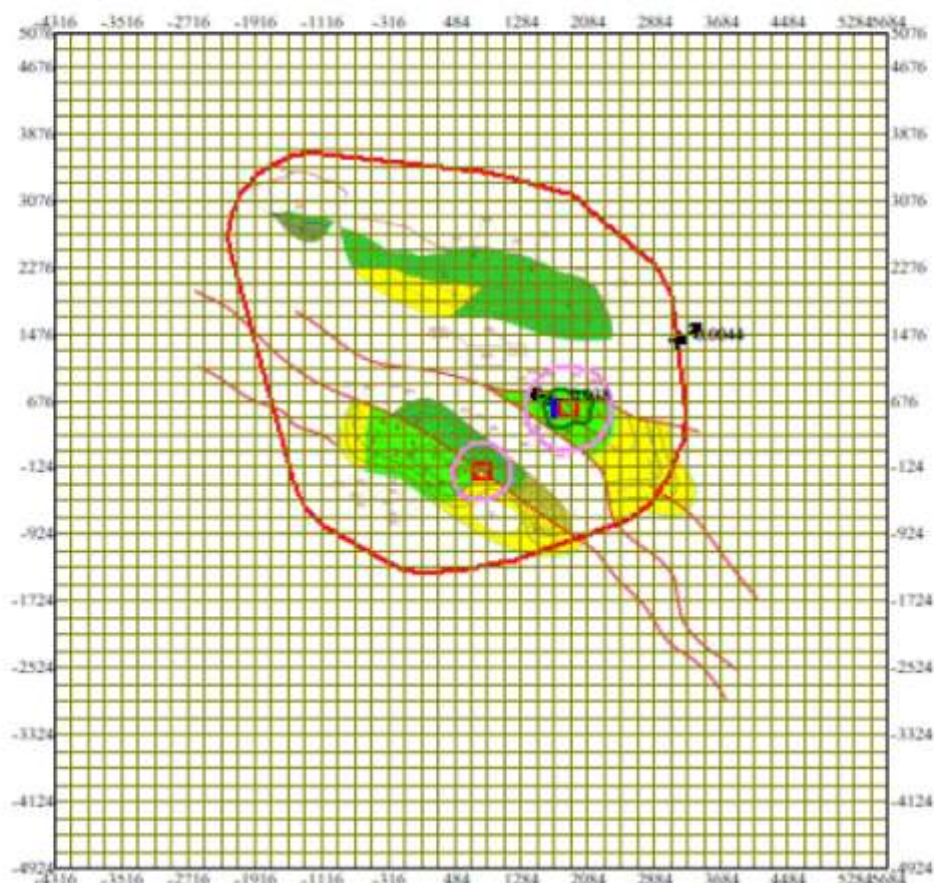
Макс концентрация 0.3292337 ПДК достигается в точке $x = 1684$ $y = 676$
 При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Макс концентрация 0.7837407 ПДК достигается в точке $x = 1684$ $y = 676$
При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

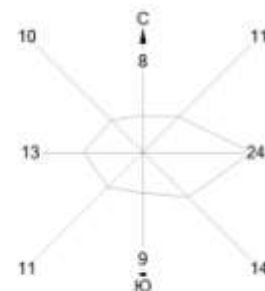


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

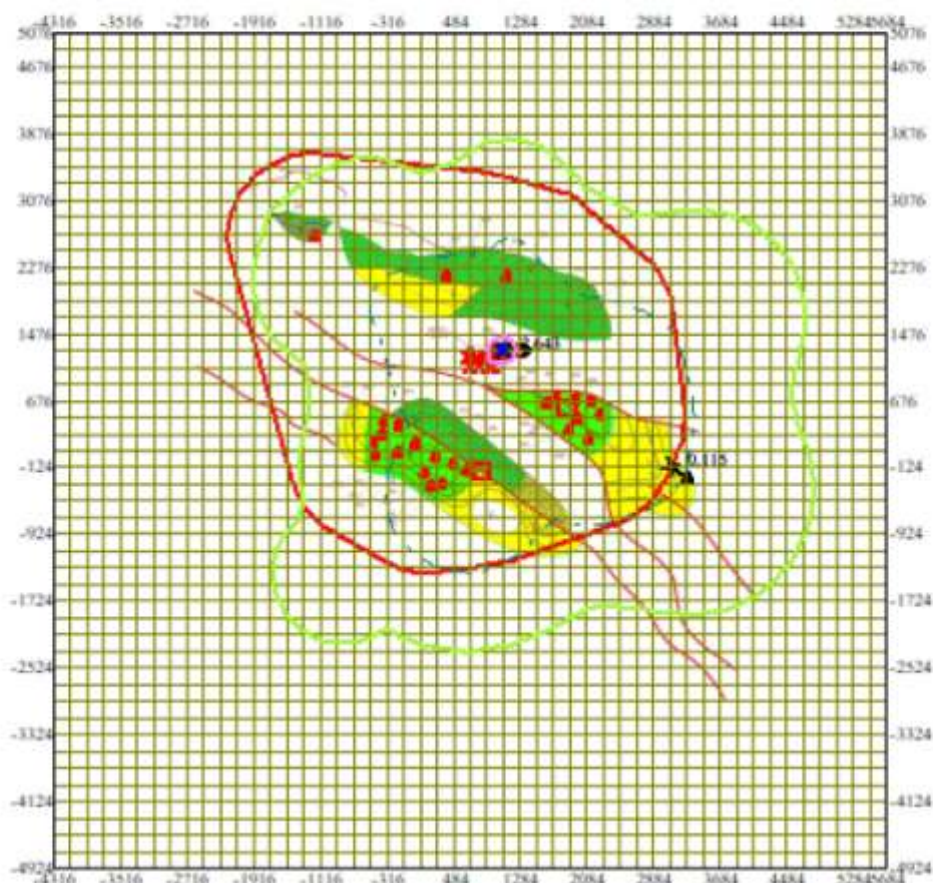
Изоляции в долях ПДК
 — 0.015 ПДК
 — 0.029 ПДК
 — 0.038 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.0377247 ПДК достигается в точке $x = 1684$ $y = 676$
 При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
__30 0330+0333

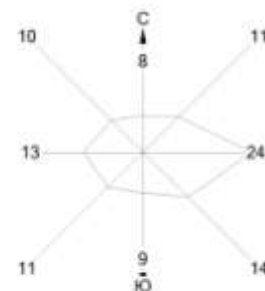


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

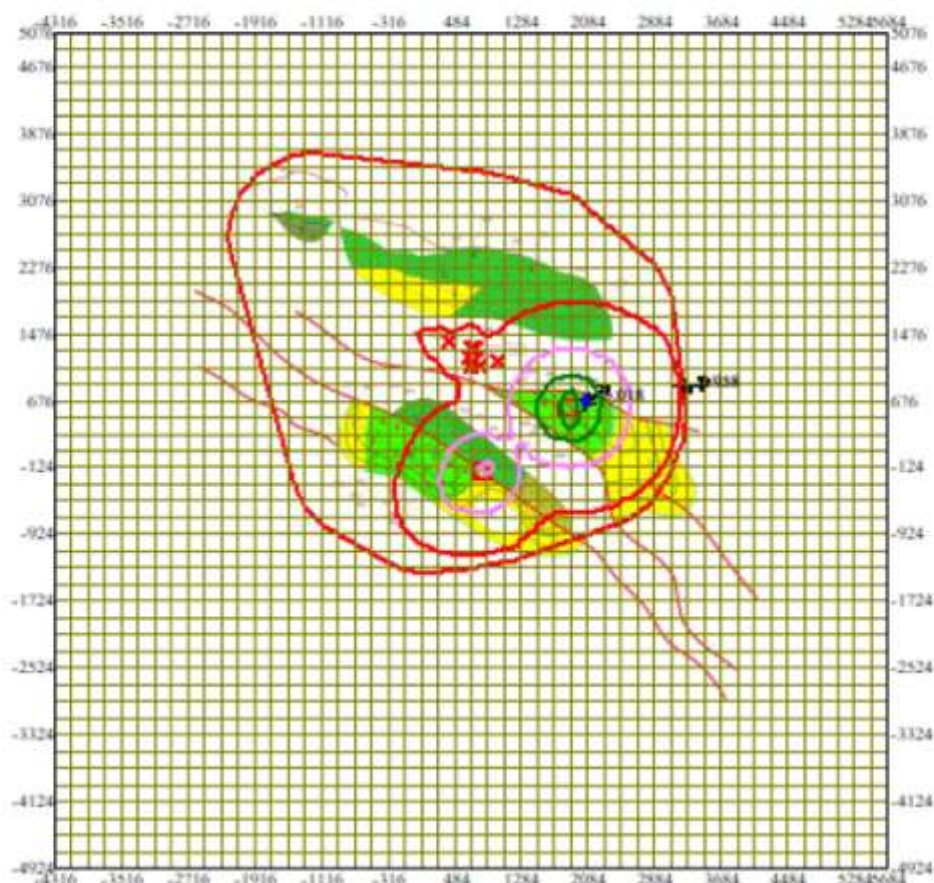
Изолнии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.030 ПДК
 — 2.034 ПДК
 — 2.636 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 2.6429386 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
_31 0301+0330

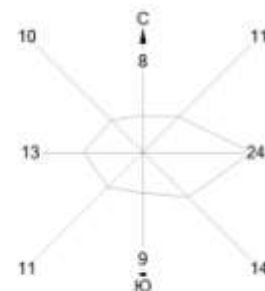


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

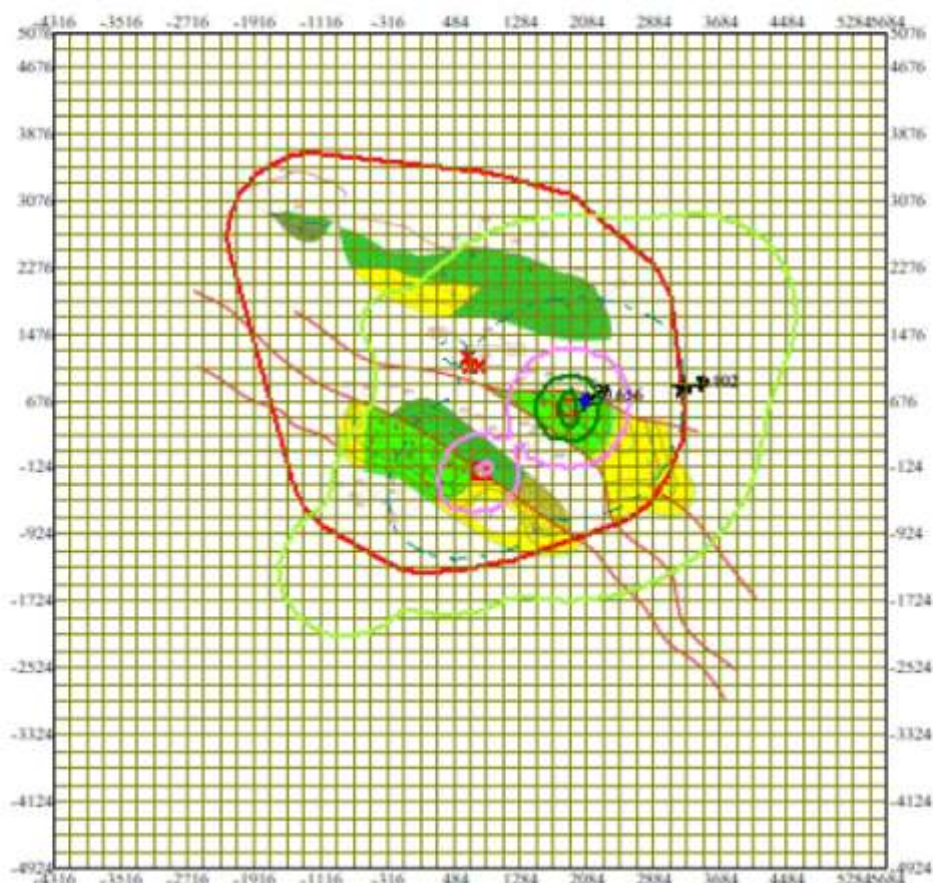
Изоляции в долях ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 2.126 ПДК
 — 3.926 ПДК
 — 5.006 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 5.0176859 ПДК достигается в точке x= 2084 y= 676
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
— 35 0330+0342

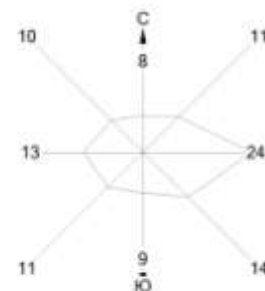


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максимальное значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

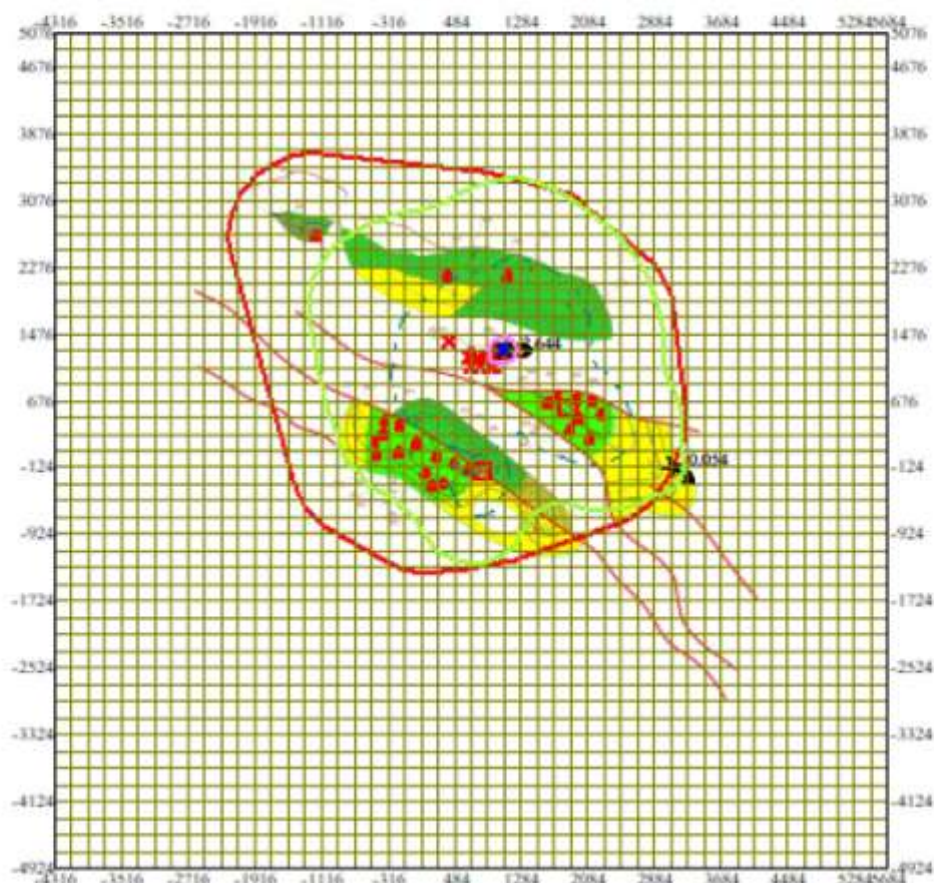
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.260 ПДК
 — 0.507 ПДК
 — 0.654 ПДК

0 735 2205м.
Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.6559389 ПДК достигается в точке $x = 2084$ $y = 676$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
_39 0333+1325

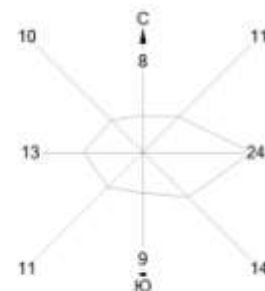


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

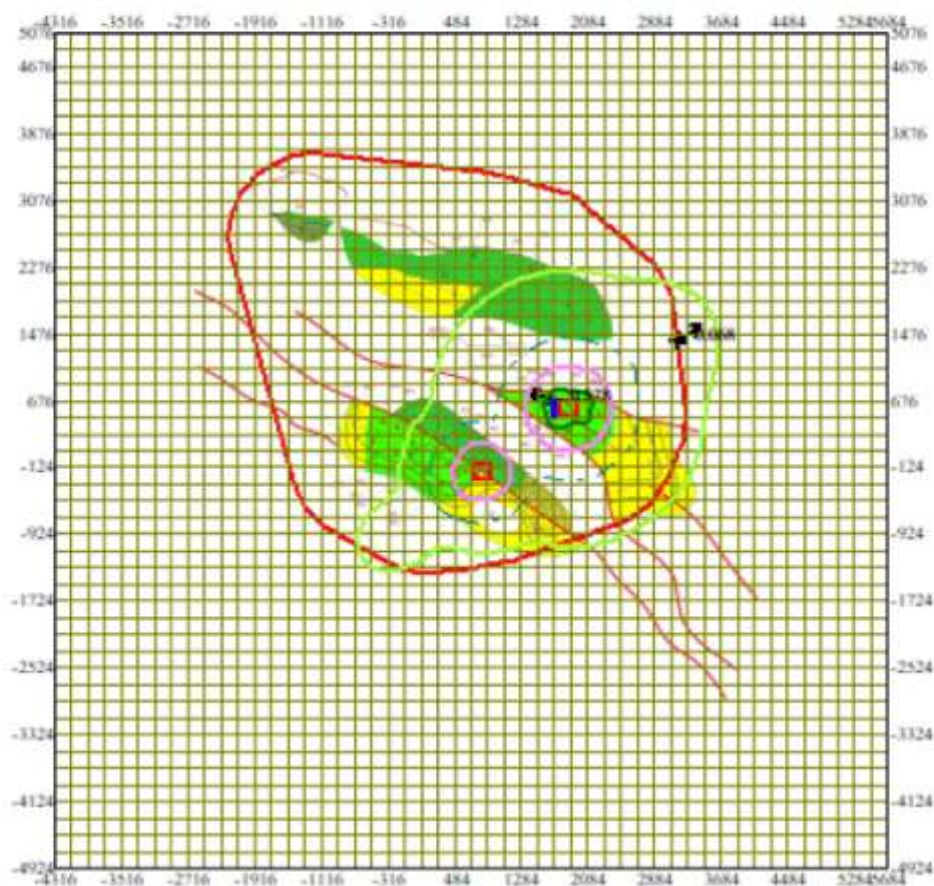
Изолнии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.024 ПДК
 — 2.032 ПДК
 — 2.637 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 2.6439295 ПДК достигается в точке $x = 1084$ $y = 1276$
 При опасном направлении 269° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Бурбайтал Надсолевой
Рекомендуемый вариант №1.
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
_ПЛ 2902+2907+2908+2930



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолнии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.225 ПДК
 — 0.445 ПДК
 — 0.577 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.5781507 ПДК достигается в точке $x = 1684$ $y = 676$
 При опасном направлении 118° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51

ПРИЛОЖЕНИЕ 5



25036706



ЛИЦЕНЗИЯ

07.11.2025 года

02978P

Выдана

Акционерное Общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа имени О.С. Герштанского"

130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 8, здание № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Бекмухаметов Алибек Муратович

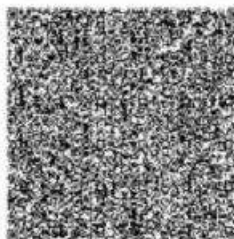
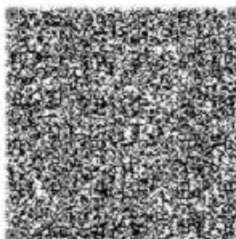
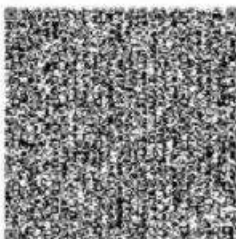
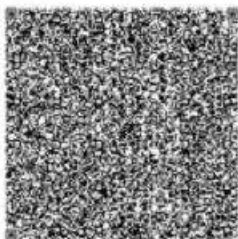
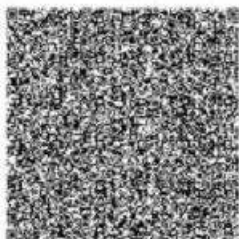
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2007

Срок действия
лицензии

Место выдачи

Г.АСТАНА



25036706



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02978Р

Дата выдачи лицензии 07.11.2025 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Акционерное Общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа имени О.С. Герштанского"

130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 8, здание № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

Республика Казахстан, Мангистауская область, город Актау, 8 микрорайон, здание 38А

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

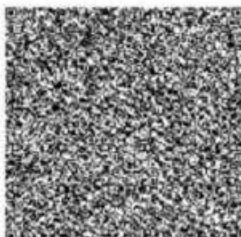
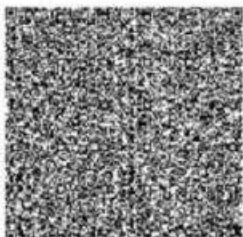
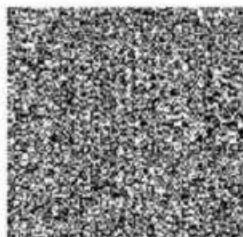
Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Бекмухаметов Алибек Муратович

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



ПРИЛОЖЕНИЕ 6





Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 12.05. 2023 года
рег. № 582-11 УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА
ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО РАЗВИТИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «АСКЕР МУНАЙ» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Бурбайтал надсолевое на основании протокола Компетентного органа (№13/2 от 3 апреля 2023 года).

Участок недр расположен в Атырауской области.

Границы участков недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 8.

Координаты угловых точек		
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 42' 12"	49° 25' 35"
2	46° 41' 59"	49° 32' 57"
3	46° 40' 40"	49° 33' 00"
4	46° 36' 15"	49° 38' 49"
5	46° 34' 26"	49° 37' 46"
6	46° 34' 59"	49° 33' 22"
7	46° 39' 05"	49° 31' 42"
8	46° 41' 05"	49° 25' 29"

Площадь участка недр составляет – 92,89 (девятью две целых восемьдесят девять сотых) кв. км.

Глубина отвода – до абсолютной отметки минус 1900 м.

Заместитель председателя

Handwritten signature

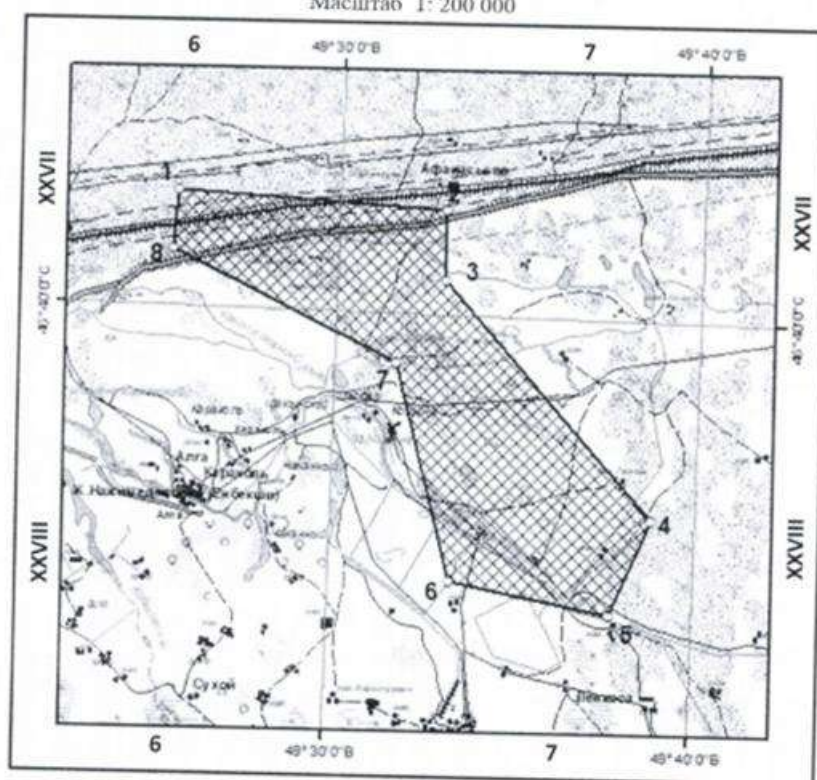
К. Туткышбаев



г. Астана,
май, 2023 г.

Приложение №
по Контракту № от 2023 г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 12 мая 2023 г. Рег. № 522 Д-УВ

Картограмма расположения участка недр месторождения Бурбайтал надсолевой в пределах блоков XXVII-6-F(частично), XXVIII-6-C(частично), XXVII-7-D(частично), XXVIII-7-A(частично)
Масштаб 1: 200 000



Условные обозначения

контур участка недр месторождения Бурбайтал надсолевой	ЛЭП на деревянных и железобетонных опорах
железные дороги	водопроводы подземные
автодороги с усовершенствованным покрытием	реки, ручьи (пересыхающие)
автодороги с усовершенствованным покрытием по насыпи	реки, ручьи (постоянные)
улучшенные грунтовые дороги	населенные пункты
грунтовые проселочные дороги	горизонтали основные
полевые дороги	пески бугристые и барханные
газопроводы подземные	кустарники
	озера
	солончаки проходимые

г. Астана
май, 2023 г.

Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД	
КҰЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органының атауы Наименование государственного органа "Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

№ KZ53VBZ00065446

Дата: 29.05.2025 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)

Проект обоснования установленного размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для ТОО «Аскер Мұнай»

(2020 жылғы 07 шілдесегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабына сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізіді (Проведена) **Заявление от 26.05.2025 17:01:16 № KZ44RLS00188105**

өтініш, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күні, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плану и другим (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Товарищество с ограниченной ответственностью "Аскер Мұнай", Месторождение Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мұнай» Курмангазинского района Атырауской области.**

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы (түсінілігі), объектінің мекенжайы/ орналасқан орны, телефоны, басшысының тегі, аты, әкесінің аты
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

Добыча нефти и газа

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (сфера, вид деятельности, месторасположение, адрес)

Добыча сырой нефти и попутного газа

4. Жобалар, материалдар әзірленді (дайындалды) (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) **ИП "Жолдыбаев О.Д."**

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) **Заявление, ответы на замечания, Проект обоснования установленного размера СЗЗ**

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) :-

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций (если имеются) :-

Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін объектінің толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

1) Общие сведения об объекте

Заказчик: ТОО «Аскер Мұнай»



Адрес: г. Алматы, Бостандыкский район, пл. Республики, д. 15, 3 этаж
БИН:060640013221

Местоположение объекта: Месторождение Каратобе-Бурбайтал

Исполнитель: ИП Жолдыбаев О.Д.

Адрес: Республика Казахстан, г.Актобе, Батыс2, дом.5Д, кв 21

ТОО «Аскер Мунай» является недропользователем месторождения Каратобе-Бурбайтал на основании Договора №б/н от 29 октября 2012г. купли-продажи между ТОО «Казмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» и ТОО «Аскер Мунай», согласно которому права недропользования по Контракту №1280 от 13 декабря 2003года были переданы ТОО «Аскер Мунай» (Дополнение к Контракту №3). Согласно Дополнению №6 от 05 мая 2018 года период разведки для оценки продлен до 12 сентября 2020г. Дополнением №7 от 28.08.2020г.

Контрактная территория ТОО «Аскер Мунай» приурочена к южной бортовой зоне Прикаспийской впадины. В подсолевой части ее разрез сложен девонско-нижнепермскими терригенно-карбонатными породами, а надсолевой разрез сложен терригенными верхнепермско-нижнетриасовыми и средне-верхнетриасовыми карбонатно-глинистыми породами. Они с резким угловым несогласием перекрываются нижнесреднеюрскими глинисто-песчанистыми отложениями, согласно переходящими терригенно-карбонатные верхнеюрско-нижнемеловым.

2) Анализ функционального использования территории в районе расположения объекта

Район работ месторождения Бурбайтал надсолевое расположен на территории Курмангазинского района Атырауской области, в юго-западной части Прикаспийской низменности.

Санитарно-профилактических учреждений, зон отдыха, медицинских учреждений и охраняемых законом объектов (памятники архитектуры и др.) в районе размещения проектируемого объекта нет.

Территория ТОО «Аскер Мунай» не входит в санитарно-защитной зоне санитарно неблагополучного по сибирской язве пункта (СНП) и почвенных очагов.

Наименование производственного объекта: Месторождение Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай».

Местоположение/ координаты: Атырауская область, Курмангазинский район.

Широта 46.3658; Долгота 49.2114

Основным видом деятельности является: Добыча нефти и газа

Мощность предприятия: добыча нефти - 41,8 тыс.тн; добыча газа - 0,93 млн м3

Акт на земельный участок №2023-694044

Кадастровый номер земельного участка: 04:063:028:157

Целевое назначение земельного участка: для бурения поисково-разведочной скважины №101 и производственной базы.

С западной стороны от месторождения Каратобе-Бурбайтал расположен поселок Курмангазы на расстоянии 25км, с северо-восточной стороны на расстоянии 2,5 км находится разъезд №8, с юго-западной стороны месторождения Каратобе-Бурбайтал расположено село Алга 15км.

На предприятии отсутствуют полигоны и хранилища. Отходы принимаются на временное хранение не более 6 мес., а вывоз производится по мере необходимости/накопления.

3) Характеристика природно-экологических особенностей территорий

Климат района отличается резкой континентальностью проявляющейся в больших годовых и суточных амплитудах температуры воздуха и в неустойчивости климатических показателей во времени (из года в год). Для района характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды. Годовое число часов солнечного сияния составляет 2600- 2700.

Влияние Каспийского моря на климат прилегающих к нему территорий весьма ограничено. Оно заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышении температуры его в зимние месяцы и в понижении ее в летние, в меньших колебаниях как годовых, так и суточных амплитуд между зимой и летом, то есть, в меньших колебаниях температуры между зимой и летом, днем и ночью

Климат характеризуется следующими данными:

- Среднегодовая температура + 10,8°C

- Минимальная температура - 31,6°C

- Максимальная температура + 43°C

- Количество осадков за год 156 мм

- Нормативная глубина промерзания грунта:

- для суглинков и глин - 0,982 м;

- для супесей и песков мелких и пылеватых - 1,19м.

- Климатический район территории для строительства - IVГ.

- Дорожно-климатическая зона - V.

- Сейсмичность территории - 5 баллов.

Территория отличается повышенной сухостью воздуха. Наличие большого дефицита влажности при высокой температуре воздуха и относительно слабая водопроницаемость пород создают условия для



значительного испарения выпадающих осадков.

В Курмангазинском районе не проводятся регулярные наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, в связи с чем расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу проводился без учета фоновых концентраций.

Значительная сухость воздуха с влажностью менее 30% наблюдается на восточном побережье и составляет всего за год 40-90 дней. С удалением от моря число сухих дней увеличивается.

4) Расчет СЗЗ по фактору загрязнения атмосферного воздуха

На производственных площадках месторождения источниками выделения загрязняющих веществ являются: неплотности арматуры и фланцевых соединений на объектах оборудования, узлы подключения скважин и АГЗУ, дыхательные клапаны емкостей товарного и резервуарного парка, насосные агрегаты, дизельгенераторы, ППН, факела высокого и низкого давления, резервуары, дренажные емкости, сварочные посты и т.д.

На предприятии газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Резервуары хранения и перекачки нефти, расположенные в резервуарном парке, имеют дыхательные клапаны. От дыхательных клапанов в атмосферу выбрасываются углеводороды.

На насосных станциях в качестве источников выделения и выбросов загрязняющих веществ выступают неплотности оборудования и фланцевых соединений. От факельных установок (организованный источник) выделяются оксиды азота, оксиды углерода, метан, диоксид серы, меркаптаны и сажа.

При сварочных работах выделяется оксид железа, соединения марганца, фториды и другие загрязняющие вещества.

При работе ППН и ДЭС в атмосферный воздух выбрасываются продукты сгорания топлива - оксиды азота, оксиды углерода, диоксид серы.

Выбросы загрязняющих веществ поступают от 39 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 21 являются неорганизованными, 18- организованными.

Источники выбросов ЗВ

Площадки скважин разработки:

Неорганизованные

- Ист. №6128 - Скважина №412;
- Ист. №6129 - Скважина №413;
- Ист. №6130 - Скважина №414;
- Ист. №6131 - Скважина №415;
- Ист. №6132 - Скважина №416;
- Ист. №6133 - Блок манифольдов скважины №412;
- Ист. №6134 - Блок манифольдов скважины №413;
- Ист. №6135 - Блок манифольдов скважины №414;
- Ист. №6136 - Блок манифольдов скважины №415;
- Ист. №6137 - Блок манифольдов скважины №416;

Мобильный пункт подготовки нефти (МППН):

Организованные

- Ист. №0101 - Факел высокого давления;
- Ист. №0102 - Факел низкого давления;
- Ист. №0103-0105- Резервуары хранения нефти V-100м³ Товарный парк;
- Ист. №0106-0112- Резервуары хранения нефти V-50м³ Товарный парк; __
- Ист. №0113- Резервуары хранения д/т V-50м³ Товарный парк;
- Проект обоснования установленного размера СЗЗ для ТОО «Аскер Мунай» 57
- Ист. №0114 - Печь подогрева типа ПП-0,63;
- Ист. №0115 - Дизельгенератор Onis Viza F60 (48Квт);
- Ист. №0116 - Резервуары хранения нефти V -50v3 Резервуарный парк
- Ист. №0117 - Дизельгенератор OLYMPIAN GEP-150;
- Ист. №0118 - Дизельгенератор ELCOS GE. BD.340/310. PRO+011;
- Ист. №0119 - Печь подогрева типа ПП-0,63;

Неорганизованные

- Ист. №6117 - Насосный блок для перекачки нефти;
- Ист. №6118 - Дренажная емкость V-25м³ сепараторов;
- Ист. №6119 - Дренажная емкость слива нефти;
- Ист. №6120 - Дренажная емкость ННЭ;
- Ист. №6121 - Нефтегазосепаратор НГС-1,0-1600 №1;
- Ист. №6122 - Нефтегазосепаратор НГС-1,0-1600 №2;
- Ист. №6123 - Нефтеналивная эстакада;
- Ист. №6124 - Покрасочные работы;
- Ист. №6125 - Сварочный агрегат;



• Ист. №6126 - АЗС;

АГЗУ;

Неорганизованные • Ист. №6127-Дренажная емкость АГЗУ.

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу от ТОО «Аскер Мунай» не оснащены пылеулавливающим оборудованием.

Анализ результатов расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с учетом фоновых концентраций

Невозможно произвести анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с учетом фоновых концентраций, так как в рассматриваемом районе отсутствуют посты наблюдений за атмосферным воздухом и фоновые концентрации неизвестны.

Определение значений максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха в долях ПДК на границе жилой зоны не целесообразно в связи со значительным удалением.

Установленный (окончательный) расчетный размер СЗЗ определяется по концентрации менее 1 ПДК по приоритетному загрязняющему веществу. По результатам расчетов рассеивания максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе расчетной СЗЗ не превышают критериев качества атмосферного воздуха в 1 ПДК.

Остается расчетная СЗЗ размером 1000 метров для ТОО «Аскер Мунай», так как на ее границах по результатам материалов проведенной оценки воздействия на атмосферный воздух нет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье людей.

5) Расчет СЗЗ по фактору шумового воздействия

Акустический расчет выполнялся в восьми октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц с точностью до десятых долей децибела. На территории источниками шума являются оборудования производственных объектов. Был проведен замер уровня шума на границе СЗЗ по четырем сторонам, превышение не наблюдается. Уровень допустимого значения шума составляет 80 дБ.

Уровень звукового давления согласно расчету акустического воздействия от оборудования на объектах ТОО «Аскер Мунай» не превышает допустимых значений и не выходит за пределы территории предприятия.

6) Расчет СЗЗ по прочим факторам факторам негативного воздействия

В настоящее время мониторинг радиации на границе СЗЗ проводится ежеквартально в соответствии с Программой производственного экологического контроля для ТОО «Аскер Мунай». Согласно проведенному мониторингу на границе СЗЗ превышение мощности эквивалентной дозы (МЭД) гамма-излучений не наблюдается.

В районе проектируемого объекта нет опасного для жизни людей напряжения, которое оказывало бы неблагоприятное действие электрических полей на состояние здоровья работающих, населения. Незначительные электромагнитные поля могут создавать электродвигатели технологических установок (вентиляторы), но при соблюдении правил монтажа и установки оборудования не превысят допустимых уровней. В связи с чем, расчеты СЗЗ по прочим факторам негативного воздействия не предоставляются.

7) Анализ водопотребления и водоотведения

Водопотребление месторождения ТОО «Аскер Мунай» осуществляется согласно заключенному договору с ТОО «Курмангазы Су Арнасы».

Расчет потребления воды для хозяйственно-бытовых нужд целей произведен, исходя из норм потребления воды согласно СНиП РК 4.01-02-2009 Водоснабжение.

Расчетные расходы воды составляют:

На хозяйственные нужды $550 \text{ чел.} \cdot 0,025 \text{ м}^3/\text{сут} = 13,75 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 365 = 5018,75 \text{ м}^3/\text{год}$.

Расчетный расход хоз-быт. сточных вод (водоотведение $\text{м}^3/\text{год}$): 70% воды от объема водопотребления идет на сброс.

Итого сброс составляет $5018,75 \cdot 70\% = 3513,125 \text{ м}^3/\text{год}$.

Откачка и вывоз ЖБО отходов (осадков) из выгребных ям и хозяйственно-бытовых стоков с территории осуществляется согласно договору с ТОО «Курмангазы Су Арнасы».

Отрицательного влияния на поверхностные и подземные воды не ожидаются. Сброс сточных вод в природную среду на производственной площадке не производится. В целом, воздействие можно оценить как незначительное.

Сбросы загрязненных сточных вод на рельеф местности, в поверхностные водные объекты и подземные горизонты отсутствуют. Загрязнение подземных вод не происходит.

8) Образование производственных отходов

В настоящее время компанией разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами для всех этапов проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех



образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключается в следующем:

- раздельный сбор с учетом целесообразного объединения видов отходов по степени и уровню их опасности с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов на месте их сбора;
- хранение отходов в контейнерах (ёмкостях) в соответствии с требуемыми условиями для данного вида отходов. Все ёмкости для хранения отходов маркируются по степени и уровню опасности.
- сбор и временное хранение организуется на специально оборудованных площадках временного хранения;
- по мере возможности производить вторичное использование отходов.

Классификация отходов, образующихся в компании при эксплуатации месторождения Каратобе-Бурбайтал приведена в таблице 7.1. Кодировка отходов приведена согласно приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6 августа 2021 года №314.

Система управления отходами ТОО «Аскер Мунай» включает в себя работы по обращению с отходами согласно нормативным документам, действующих на территории РК. Система управления отходами включает в себя десять следующих основных этапов технологического цикла:

1. Образование отходов
2. Сбор и/или накопление отходов
3. Идентификация отходов
4. Сортировка отходов, включая обезвреживание
5. Паспортизация отходов
6. Упаковка и маркировка отходов
7. Транспортирование отходов
8. Складирование (упорядоченное размещение) отходов
9. Хранение отходов
10. Удаление отходов.

9) Мероприятия по снижению негативного воздействия на среду обитания человека

Мероприятия по снижению негативного воздействия на среду обитания человека включают в себя:

1. Мероприятия по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников (ремонт оборудования).
2. Рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель.
3. Внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра (передача на утилизацию отходов производства производства).
4. Озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больницы, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам.
5. Внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозных.

В связи с удаленностью жилой зоны от промплощадки особых мероприятий по защите населения от воздействия выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия не требуется.

К основным мероприятиям, направленным на защиту населения от воздействия выбросов вредных химических примесей и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, относятся следующие организационные мероприятия:

- ☐ Обеспечение герметичности технологического оборудования.
- ☐ Содержание в исправном техническом состоянии используемой техники и автотранспорта, для снижения выбросов загрязняющих веществ проводится проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия.
- ☐ Организация движения автотранспорта по территории и устройство автодорог между площадками предприятия.
- ☐ Использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца.
- ☐ Проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ.
- ☐ Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения



оборудования.

□ Необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания дизельных генераторов на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру.

□ Необходимо производить озеленение санитарно-защитной зоны площадки предприятия, высадку деревьев, кустарников.

□ Соблюдение технологического регламента.

10) Обоснование границ СЗЗ по совокупности показателей

Согласно санитарно-эпидемиологического заключения № 409-П от 12.06.2013 года размер предварительной санитарно-защитной зоны для ТОО «Аскер Мунай» составляет 1000 метров и относится к I классу опасности.

При эксплуатации ТОО «Аскер Мунай» и соответственно оказании воздействия на атмосферный воздух была построена расчетная санитарно-защитная зона по концентрации в 1,0 ПДК по приоритетным веществам: азота диоксид, углерод оксид и сера диоксид, смесь предельных углеводородов. На построенной СЗЗ и на границе жилой зоны не наблюдаются расчетных максимальных концентраций ни по одному загрязняющему веществу над значениями 1,0 ПДК м.р.

Изолиния со значением 1,0 ПДК интерпретируется как минимальная расчетная санитарно-защитная зона, которая предполагается как огибающая всех изолиний концентраций со значением 1,0 ПДК.

Проведенные расчеты гарантируют, что при расчете по любому загрязняющему веществу или группе суммации, 1,0 ПДК находится внутри области, ограниченной этой изолинией.

ТОО «Аскер Мунай» ежегодно проводят мониторинг атмосферного воздуха согласно программе производственного экологического контроля. В 2024 году в составе производственного экологического контроля аккредитованной лабораторией ежеквартально производились натурные исследования (замеры) концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ. По всем веществам превышений не наблюдается.

В расчетную санитарно-защитную зону объекта не входят территории общеобразовательных, жилых дома, профессионально образовательных и дошкольных образовательных организации, организации, осуществляющие медицинскую деятельность, площадки отдыха. Зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры в санитарно-защитную зону не входят.

Выполненные расчеты рассеивания показали, что приземные концентрации по всем загрязняющим веществам и группам суммаций на границе расчетной СЗЗ не превысят санитарные нормы в 1 ПДК.

На основании вышесказанного, считаем возможным, оставить расчетную СЗЗ размером 1000 метров, так как на ее границах по результатам материалов проведенной оценки воздействия на атмосферный воздух нет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье людей. Границы СЗЗ

устанавливаются от крайних источников химического, биологического и (или) физического воздействия.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ, отходящих от крайних источников ТОО «Аскер Мунай» в атмосферный воздух, показал, что на существующее положение и на перспективу на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам приземные концентрации, не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами. Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу проводился без учета фоновых концентраций.

Анализ данных мониторинга за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ свидетельствует об отсутствии резких изменений концентраций контролируемых компонентов. Среднегодовые значения концентраций загрязняющих веществ не превышали ПДК. Тенденции к увеличению концентрации не наблюдается.

С целью определения уровня воздействия на окружающую среду факторов физического воздействия, создаваемых источниками объекта проведены инструментальные измерения на границе СЗЗ по четырем направлениям (С, Ю, З, В) и на территории предприятия.

Результаты измерений шума, радиации, вибрации показывают отсутствия превышения значений ПДК.

Протокола измерения прилагаются.

Таким образом, можно сделать вывод, что воздействие таких физических факторов, как шум, радиация находится на очень низком уровне и ограничено пределами территории предприятия и нормативной границы санитарно-защитной зоны. Источники вибрации отсутствуют.

11) Границы СЗЗ на схеме с текстовым описанием трассировки границы СЗЗ

Наибольшая концентрация загрязняющего вещества углерод оксид в 0,27 ПДК достигается на территории предприятия на расстоянии 87 метра от крайнего источника выбросов в северо-восточном направлении. Наибольшая концентрация загрязняющего вещества азота оксид в 0,34 ПДК достигается на территории предприятия на расстоянии 49 метра от крайнего источника выбросов в южном направлении. Наибольшая концентрация загрязняющего вещества пыль неорганическая в 0,44 ПДК достигается на территории предприятия на расстоянии 120 метра от крайнего источника выбросов в западном направлении.

Наибольшая концентрация загрязняющего вещества сера диоксид в 0,35 ПДК достигается на территории предприятия на расстоянии 63 метра от крайнего источника выбросов в северо-западном направлении.



- С западной, северо-западной стороны на расстоянии 1 км находятся земли сельскохозяйственного назначения для ведения крестьянского хозяйства.
- С южной стороны на расстоянии 1,7 км расположены земли сельскохозяйственного назначения.
- С юго-восточной стороны на расстоянии 4,3 км расположен участок Шаган.
- С восточной стороны находятся земли сельскохозяйственного назначения на расстоянии 3,5 км.
- С северо-восточной стороны на расстоянии около 2,5 км расположен 8 разъезд".
- С северной и юго-западной стороны находятся степи.

Санитарно-гигиенический контроль на СЗЗ проводится с целью определения степени воздействия предприятия на прилегающие районы на территории СЗЗ на основные параметры окружающей среды: уровнем загрязнения атмосферного воздуха, уровнем шума, качеством воды в водных объектах, загрязнением почв и т.д. путём создания маршрутных пунктов.

Во избежание возникновения аварийных ситуаций и обеспечения безопасности на всех этапах работ необходимо соблюдение проектных норм. Для снижения степени риска при организации работ предусмотрены меры по предотвращению (снижению) аварийных ситуаций, которые включают организационные меры, перечень ответственности лиц, план передачи сообщений, подробные данные об аварийной службе и др.

СЗЗ Контроль за соблюдением НДВ будет осуществляться согласно программы производственно-экологического контроля на всех источниках выбросов. Отбор проб воздуха производится ежеквартально специализированной организацией на основании договора. Контролируемые загрязняющие вещества и точки контроля указаны в план-графике.

12) Мероприятия и средства по планировочной организации, благоустройству и озеленению свободной территории СЗЗ

Согласно п. 50 СанПиН № КР ДСМ-2 от 11.01.2022г.: «СЗЗ для объектов IV и V классов опасности максимальное озеленение предусматривает - не менее 60 процентов (далее - %) площади, СЗЗ для объектов II и III классов опасности - не менее 50 % площади, СЗЗ для объектов I класса опасности - не менее 40 % площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки».

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами. Мероприятия по озеленению будут производиться согласно заключенному меморандуму. На ежегодной основе будет производиться озеленение с.Алга, а именно поставка саженцев (деревьев/кустарников) в количестве 120 единиц в 2025 году и далее, до конца 2027 года, высадка поддерживается за счет собственных средств. Затраты за три года составляет 360 000 тенге.

13) Режим использования и озеленение территории СЗЗ

Согласно данным Управления «земельного кадастра и Автоматизированной информационной системы государственного земельного кадастра» по Атырауской области (информационно-справочный сайт «www.aisgzk.kz») можно сделать вывод, о том, что на границе санитарно-защитной зоны объекта не расположены жилые застройки, включая отдельные жилые дома, зоны отдыха, дачные и садово-огородные участки, территории курортов, санаториев и домов отдыха, спортивные сооружения, детские площадки, образовательные и детские учреждения, лечебно-профилактические и оздоровительные учреждения общего пользования.

14) Оценка риска для жизни и здоровья населения (для объектов I и II класса опасности)

При соблюдении технологического регламента работ объект окажет весьма незначительную экологическую нагрузку, практически не представляет опасности загрязнения окружающей природной среды и угрозы для здоровья населения.

Таким образом, в связи с удаленностью жилой зоны от месторождения ТОО «Аскер Мунай» особых мероприятий по защите населения от воздействия выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия не требуется. В целом при производственной деятельности предприятия с учетом проведения рекомендованных природоохранных мероприятий, воздействие на компоненты окружающей среды ограничено, фрагментарно, умеренно и долговременно.

15. Табличные и графические материалы приложены по требуемому масштабу.

Отмеченные замечания устранены, проект дополнен, внесены соответствующие изменения.

По результату натурных измерений на территории источников и на границе СЗЗ по четырем сторонам превышений не выявлено.

9.Құрылыс салута бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын объектінің сипаттамасы (өлшемдері, ауданы,



топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;)

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері

(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)

Атмосферный воздух №32 от 16.03.2024г., №40 от 24.04.2024г., №49 от 19.08.2024г., №89 от 10.10.2024г., Шум №5 от 16.03.2024г., №12 от 24.04.2024г., №21 от 19.08.2024г., №29 от 10.10.2024г.,

Дозиметрические измерения №3 от 16.03.2024г., №9 от 24.04.2024г., №25 от 15.08.2024г., №20 от 08.10.2024г.,

II. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)	Не требуется	-	-
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)	-	-	-
III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)	-	-	-
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)	-	-	-



Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

Проект обоснования установленного размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для ТОО «Аскер Мұнай»

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабына сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы)
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 07 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
На основании Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденного приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2, Гигиенического норматива к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15, Гигиенического норматива к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, утвержденного Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сәйкес (соответствует)

Ұсыныстар (Предложения):

=

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының мәддетті күші бар.
На основании Кодекса Республики Казахстан от 07 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

АТЫРАУ Қ.Ә., көшесі Гурьев, № 7А үй

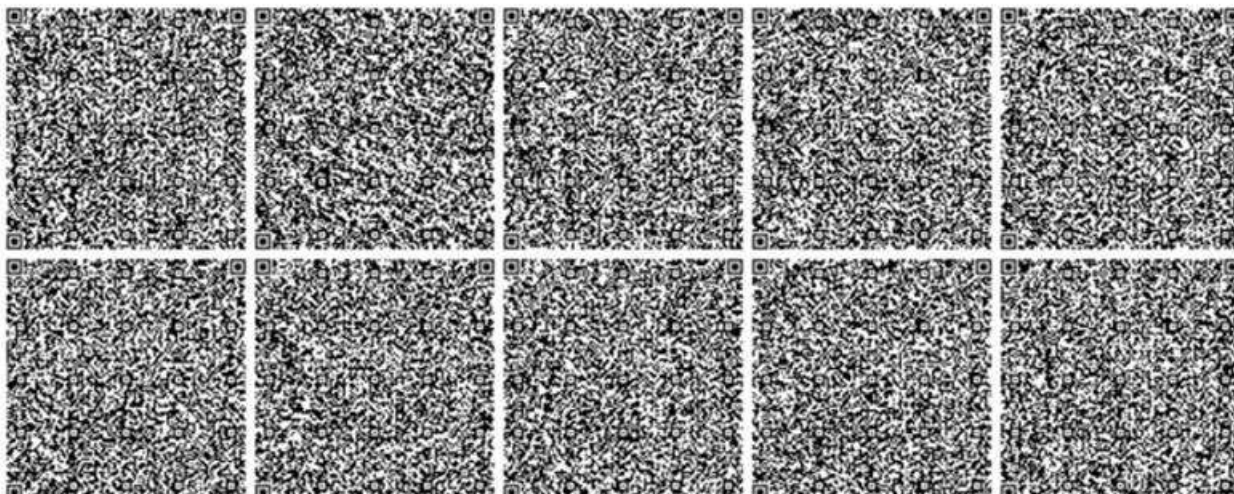
Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орыңбасар)
республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"

АТЫРАУ Г.А., улица Гурьев, дом № 7А

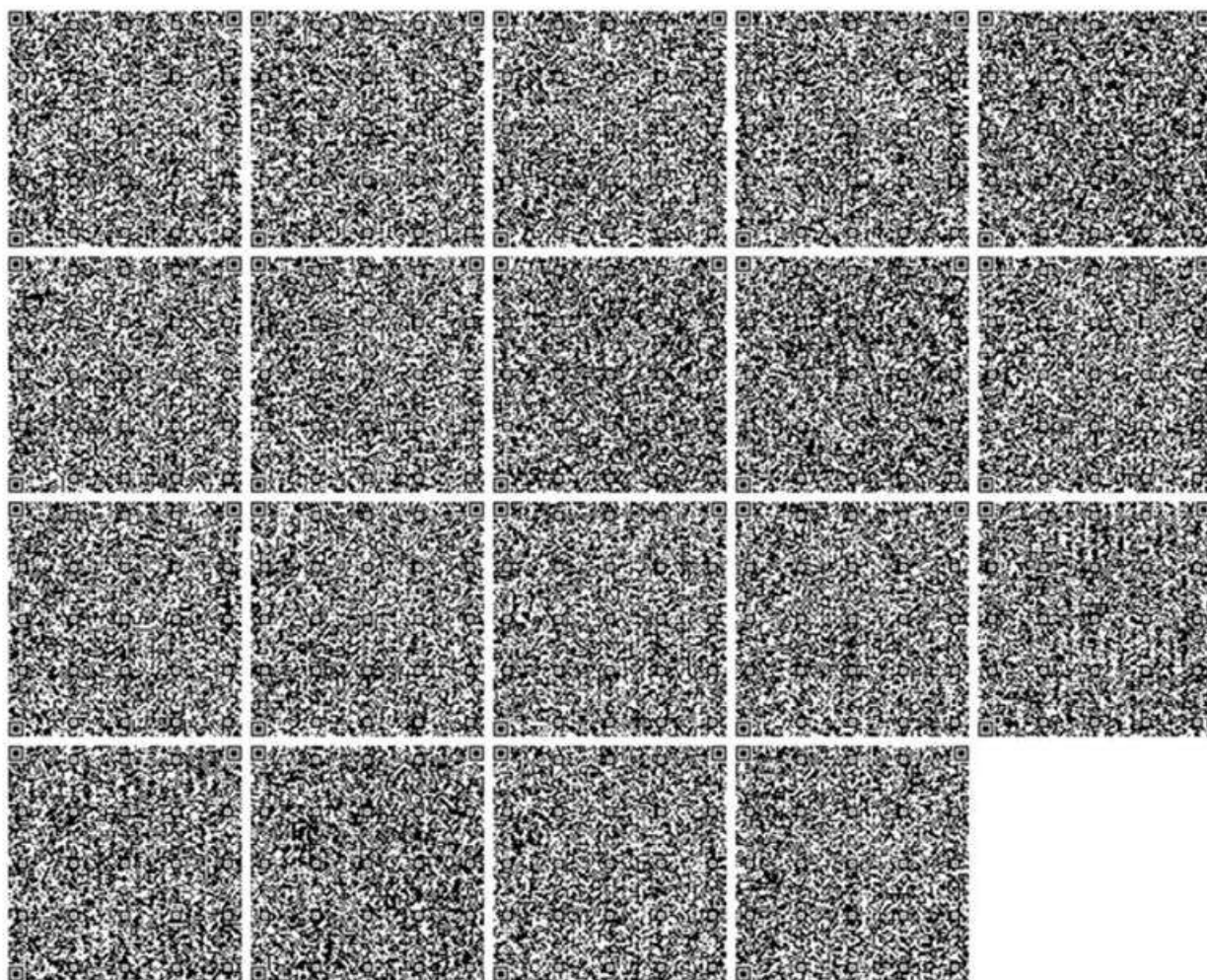
(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

Ирбатырова Гульнат Абасовна

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)



10



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі замінен тег.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



МЕМОРАНДУМ

о передаче зеленых насаждений для проведения работ по озеленению

с.Алга
г.

«___» апреля 2025

Мы нижеподписавшиеся:

ГУ «Аппарат Акима Макашского сельского округа Курмангазинского района Атырауской области» (далее Акимат), в лице Акима сельского округа **Кадырова Б.**, действующего на основании Закона Республики Казахстан «О местном государственном управлении и самоуправлении в Республике Казахстан», с одной стороны и ТОО «Аскер Мунай» в лице Генерального директора **Кулумбетова Г.Е.**, с другой стороны, в дальнейшем именуемые совместно «Стороны»,

стремясь к выполнению поручений Президента Республики Казахстан К.Токаева «О проведении масштабных озеленительных работ в стране», а также в целях взаимного сотрудничества в вопросах улучшения качества окружающей среды и надлежащего исполнения законодательства Республики Казахстан заключили настоящий Меморандум о передачи зеленых насаждений для проведения работ по озеленению (далее Меморандум) о нижеследующим.

1. Предмет Меморандума

1.1. Стороны выражают намерения взаимно сотрудничать и содействовать друг другу в выполнении работ по озеленению в условиях, определенных в настоящем Меморандуме согласно приложению №1 к договору.

2. Действия и решения сторон по Меморандуму

2.1. Акимат:

1) Для посадки зеленых насаждений, предоставляемых ТОО «Аскер Мунай», в рамках проведения мероприятий по озеленению, выделяет участки из земель, свободные от застройки и находящиеся в коммунальной собственности Акимата, с предварительным согласованием их с ТОО «Аскер Мунай».

Выделяемые земельные участки должны быть пригодными для посадки многолетних древесных насаждений и иметь источник воды для полива, при этом выделяемые земельные участки не передаются ТОО «Аскер Мунай» в землепользование.

2) в пределах своих полномочий оказывает максимальное содействие ТОО «Аскер Мунай» в решении возможных вопросов, возникающих в ходе реализации настоящего Меморандума, а также ссылаться на данный Меморандум в качестве исполнения ТОО «Аскер Мунай» обязательств по озеленению территорий.

3) обеспечивает приемку от ТОО «Аскер Мунай» зеленых насаждений и своевременную их посадку своими силами в соответствии с подпунктом 2 пункта 2.2 настоящего Меморандума.

4) В период с 2025 по 2027 года, на ежегодной основе своими силами производит работы по посадке, дальнейшему уходу, периодическому поливу и содержанию зеленых насаждений, переданных ему в рамках настоящего Меморандума.

2.2. ТОО «Аскер Мунай»:

1) В течение периода с 2025 по 2027 года, в пределах ежегодного лимита бюджета, выделяемого на природоохранное мероприятие на озеленение, обеспечивает поставку саженцев деревьев и кустарников в количестве определенном **приложением №1** к настоящему Меморандумом на участках, отведенных Акиматом и согласованных с руководством ТОО «Аскер Мунай», в соответствии с целями использования данных

земельных участков, при этом, работы по посадке, дальнейшему уходу, периодическому поливу и содержанию зеленых насаждений производятся средствами и силами Акимата.

2) Стремясь к достижению приживаемости зеленых насаждений до 70 % процентов, виды саженцев и их объем предварительно согласовываются и утверждаются сторонами на ежегодной основе согласно **приложению №2** к настоящему Меморандуму, в случае отсутствия ранее утвержденных саженцев они также могут изменяться по соглашению сторон.

3) ТОО «Аскер Мунай» приступит к поставке зеленых насаждений в период с 2025 по 2027 года (весной и/или осенью, при этом время поставки также может быть изменено в соответствии с письменным уведомлением со стороны ТОО «Аскер Мунай»).

4) По истечении трех лет передачи зеленых насаждений Акимату, намерения ТОО «Аскер Мунай» в отношении озеленения площади соответствующего земельного участка будут считаться выполненными.

3. Статус Меморандума

3.1. Стороны подтверждают, что взаимные договоренности по сотрудничеству в озеленении в рамках настоящего Меморандума являются намерениями Сторон и не накладывают юридических обязательств и ответственности на Стороны. Вместе с тем Стороны пришли к соглашению, что исполнение обязательств в рамках данного Меморандума даст возможность ТОО «Аскер Мунай» ссылаться на исполнение последним обязательств по озеленению.

3.2. Реализация положений настоящего Меморандума осуществляется Сторонами в соответствии с документами, оформленными в соответствии с законодательством Республики Казахстан и имеющими обязательную юридическую силу для Сторон.

4. Условия действия Меморандума

4.1. Настоящий Меморандум вступает в силу со дня подписания. Настоящий Меморандум действует до его полной реализации, если ни одна из Сторон не заявит о своем желании прекратить его действие путем письменного уведомления другой Стороны за 1 (один) месяц до прекращения действия Меморандума.

4.2. Любые изменения и дополнения в настоящий Меморандум оформляется в письменном виде и подписываются Сторонами.

4.3. Каждая из сторон несет ответственность по соблюдению законодательства Республики Казахстан в процессе реализации своих договоренностей по Меморандуму.

4.4. За исключением случаев, предусмотренных настоящим Меморандумом, ни одна Сторона не должна раскрывать какую-либо конфиденциальную информацию какой-либо третьей стороне без предварительного письменного согласия другой Стороны.

4.5. Все споры и разногласия, которые могут возникнуть между Сторонами при выявлении условий Меморандума, должны разрешаться путем взаимных консультаций и переговоров.

4.6. Настоящий Меморандум совершен в двух экземплярах, имеющих одинаковую силу, по одному экземпляру для каждой из сторон.

ПОДПИСИ СТОРОН

Аким Макашского сельского округа
Курмангазинского района Атырауской области

Кадыров Б.
Генеральный директор ТОО «Аскер Мунай»
Кулумбетов Г.Е.



**Приложение № 2
к МЕМОРАНДУМУ
о передаче зеленых насаждений
для проведения работ
по озеленению
от «___» апреля 2025 г.**

Перечень видов саженцев

№	Виды саженцев	Возраст	Рост	Количество (штук)	Период
1	Тополь пирамидальный	1 год	1,5-2,0 м	120	2025год
2	Тополь пирамидальный	1 год	1,5-2,0 м	120	2026год
3	Тополь пирамидальный	1 год	1,5-2,0 м	120	2027год

1. Настоящее Приложение вступает в силу с даты его подписания Сторонами.
2. Настоящее Приложение является неотъемлемой частью Меморандума.
3. Настоящее Приложение составлено и подписано в 2 (двух) подлинных экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по 1 (одному) экземпляру для каждой из Сторон.

Подписи и печати Сторон:

ГУ «Аппарат Акима Макашского сельского округа Курмангазинского района Атырауской области»	ТОО «Аскер Мунай»
Аким Макашского сельского округа Курмангазинского района Атырауской области	Генеральный директор
_____ Кадыров Б.	 Кулумбетов Г.Е.