



АО «НИИНефтегаз им. О.С. Герштанского»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ТОО «Бузачи Нефть»

Асанова С.Е.

2026 г.



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
КАРАТУРУН МОРСКОЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.04.2025 г.**

Договор № КМ-1

Генеральный директор,
канд. экон. наук



И.О. Герштанский

Заместитель генерального директора
по экологии

А.О. Дусенбаева

Директор департамента охраны недр
и окружающей среды



Л.У. Ешбаева

Ответственный исполнитель,
главный специалист



З.Ж. Мурталиев

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей

Подпись

Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды



Л.У.Ешбаева

(подпись)

Ответственный исполнитель,

Главный специалист



З.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.....	11
1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	11
1.1.1 Общие сведения о месторождении	11
1.1.2 Климатическая характеристика.....	13
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей	18
1.1.3 Поверхностные воды.....	20
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....	23
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения	27
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения	43
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения.....	43
1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения	48
1.1.6.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа.....	54
1.1.6.4 Компонентный состав и свойства свободного газа	57
1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона	58
1.1.8 Характеристика растительного покрова региона	68
1.1.9 Характеристика животного мира региона.....	75
1.1.10 Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных	83
1.1.11 Морская биологическая среда.....	86
1.1.12 Ихтиофауна	92
1.1.13. Особо охраняемые природные территории расположенные в регионе.....	96
1.1.14. Памятники истории и культуры региона.....	102
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	104
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха	104
1.2.2 Современное состояние водных объектов	105
1.2.3 Характеристика состояния донных отложений.....	106
1.2.4 Характеристика состояния подземных вод	109
1.2.5 Характеристика радиационной обстановки в регионе	112
1.2.6 Современное состояние почвенного покрова	114
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	116
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.....	116
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	116
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	117
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	118
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	118
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	121
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки.....	124
1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	128
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	132
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.....	135



1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	139
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	140
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	140
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	140
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	148
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	165
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ	168
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	229
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	230
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод	233
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	233
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод	240
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на поверхностные и подземные воды	246
1.8.3 Оценка воздействия на недра	250
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	250
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	255
1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	258
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	259
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	259
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	262
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	263
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	263
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	264
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	267
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	268
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	268
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	271
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	272
1.8.7 Оценка воздействия на морскую биологическую среду и ихтиофауну	273
1.8.7.1 Характеристика воздействия на морскую биологическую среду	273
1.8.7.2 Оценка воздействия на донные отложения и бентос	274
1.8.7.3 Оценка воздействия на планктон	276
1.8.7.4 Оценка воздействия на ихтиофауну	277
1.8.8 Оценка физических воздействий на окружающую среду	279
1.8.8.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	279

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	285
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления	285
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	300
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами.....	302
1.9.4 Программа управления отходами	307
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	310
2.1 Социально-экономические условия региона	310
2.2 Социально – экономическое положение региона.....	311
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	313
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.....	316
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	318
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	322
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ).....	322
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	322
4.3 Различная последовательность работ	322
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	324
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	324
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	325
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	325
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	325
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	326
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	327
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	327
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	328
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	329
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	330
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	331
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	331

6.2 Биоразнообразие	333
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	333
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	334
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)	335
6.6 Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	336
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	339
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.....	340
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по поcтyтилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	340
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)	344
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	345
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	347
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	349
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	350
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	351
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	355
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	358
11.4 Безопасность жизнедеятельности	373
11.4.1 Общие положения	373
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности	375
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	377
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	377
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	379
12.3 Мероприятия по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	381
12.4 Мероприятия по сохранению недр	385
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений	386
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	388
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	390

12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	394
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	395
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	397
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	399
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	399
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	400
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	403
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	404
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	405
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	405
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	408
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....	411
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	412
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	437
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	440

ВВЕДЕНИЕ

Газонефтяное месторождение Каратурун Морской открыто в 1980 году, первооткрывательницей является скважина 18, при испытании которой была установлена продуктивность терригенных отложений средней юры.

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), Е (частично) расположенного в Мангистауской области.

Проект «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 года» выполнен АО «НИПИнефтегаз им. О.С Герштанского» по договору № КМ-1 от 02.05.2025 года с ТОО «Бузачи Нефть» в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» и согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Действующим проектным документом на промышленную разработку месторождения Каратурун Морской является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.».

Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений выполнен по состоянию на 01.07.1989 г. (Протокол ГКЗ ССР № 10811 от 16 марта 1990 г.).

Проект разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях на месторождении Каратурун Морской выполнен в 2005 г.

Проект пробной эксплуатации (ППЭ) месторождения выполнен ТОО «Мунай Проект» и утвержден ЦКР РК 13.04.2007 г. (протокол №42). Выделен основной объект пробной эксплуатации, объединяющий горизонты Ю-IV и Ю-V и второстепенный (возвратный) объект – горизонты Ю-I, Ю-II.

В 2008 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.11.2008 г» и утверждён ЦКР РК (протокол №56 от 09.04.09), в котором уточнены проектные технологические показатели на 2009-2011 гг. (Протокол №56 от 09.04.09).

В 2010 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.10» и утверждён ЦКР РК (протокол №4 от 14-15.12.2010 г.), в котором уточнены проектные технологические показатели на 2011-2012 гг.

В 2012 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен и представлен на ЦКРР РК отчет «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2012 г.» утвержденный КГиН МИНТ РК (протокол №1704-179-И от 07.02.2013 г.), в котором уточнены проектные показатели на 2013 г.

По решению ЦКРР РК (протокол №31 от 25.12.12), согласно письму КГиН МИИНТ РК №17 04 179М от 07.02.2013 г. отчёт был принят к сведению с продлением пробной эксплуатации до 01.07.2013 г.

С июля по октябрь 2013 г. месторождение было приостановлено, в связи с окончанием периода пробной эксплуатации.

В 2013 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнил «Технологическую схему разработки месторождения Каратурун Морской», рассмотренный на ЦКРР РК (протокол №42/18 от 22.11.2013 г.) и принят КГиН МИНТ РК (№17-04-2352-И от 24.12.2013 г.).

В 2016 г. выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской», утвержденный в КГиН МИР РК 23.07.2017 г. (протокол № 27-5-210-И), в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2016-2018 гг.

В 2018 г. был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2018 г.», утвержденный в КГиН МИР РК 03.07.2018 г. (протокол № 27-5-1034-И), в котором уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2019 г.

В 2019 г. выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской», утвержденный в КГиН МИР РК 01.07.2019 г. (протокол № 12-02/139), в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2019-2021 гг.

В 2020 г. был утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2019 г.» (протокол № 2162-20-У от 27.02.2020 г.).

В 2020 г. на основе Пересчета запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.», согласованный на ЦКРР МЭ РК (протокол №04-16/11536 от 08.07.2021 г.), на основании которого в настоящее время

ведётся промышленная разработка месторождения и согласно которому на месторождении было выделено три объекта разработки:

I объект - Ю-I и Ю-II горизонты;

II объект - Ю-IV и Ю-V горизонты;

III объект - Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты.

В 2022 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г.», в рамках которого были утверждены проектные технологические показатели разработки месторождения по 2-му на 2022-2023 гг. (протокол № 04-0/4506-вн от 18.05.2022).

В 2022 г. был выполнен «Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г.» (протокол № 2453-22-У от 08.09.2022 г.).

В 2023 г. было выполнено «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.». Протоколом ЦКРР РК (№47/12 от 25.01.2024 г.) были утверждены технологические показатели по рекомендуемому 2 варианту разработки на 2024 г.

В 2024 году был выполнен «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2024 г.» Протоколом ЦКРР РК (№56/8 от 24.10.2024 г.) были утверждены технологические показатели на 2024-2026 гг.

В 2025 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.», где протоколом ГКЗ РК (№ 2772) утверждены: КИН – 0,390 д.ед.; геологические запасы нефти – 5972 тыс.т, извлекаемые запасы нефти – 2327 тыс.т.

На основе данного «Пересчета запасов нефти месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.».

Проект разработки месторождения Каратурун Морской выполнен 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 «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.04.2025 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 Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 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 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», 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

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), Е (частично) расположенного в Мангистауской области.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»: 1. СШ 45°23'40", ВД 52°09'18"; 2. СШ 45°24'24", ВД 52°11'43"; 3. СШ 45°23'52", ВД 52°12'20"; 4. СШ 45°23'24", ВД 52°12'14"; 5. СШ 45°22'57", ВД 52°09'47";

Площадь горного отвода составляет 6,163 км². Глубина отвода – до подошвы юрских отложений.

Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.1.1.1.



Рисунок 1.1.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения.

1.1.2 Климатическая характеристика

Природно-климатический режим района расположения месторождения Каратурун Морской формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат. Континентальность климата несколько смягчается на прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Климат. Рассматриваемый район относится к IVГ - климатическому поясу. Нефтегазодобывающее месторождение Каратурун Морской находится на границе северо-восточного климатического района. Климат района выражен высокой активностью ветрового режима и большими колебаниями погодных условий в течение года.

В целом климат области характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румбов, в теплое время года - северо и северо-западного.

Температура воздуха. Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области, составляет минус 26 °С, в восточной части области минус 34 °С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области плюс 43 °С, а для восточной плюс 47 °С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц – январь, а самый теплый месяц июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, с наступлением весны идет постепенное повышение.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа. Отсутствие временного сдвига предельных значений на февраль и август, присуще морскому климату - отражение континентальности климата Северного Каспия, что связано с малой аккумулирующей способностью этой мелководной части моря.

Сведения о среднемесячных и годовых температурах воздуха приведены в таблицах 1.1.2.1 – 1.1.2.3.

Таблица 1.1.2.1 - Среднемесячная и годовая температура воздуха

Наименование станций	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Форт-Шевченко	-0,3	-2,3	3,3	11,6	18,3	23,2	25,6	25,0	20,1	11,6	5,2	0,7
Кулалы	-2,1	-4,6	1,6	11,2	18,1	23,3	26,0	24,7	18,7	10,6	2,4	-1,1
Кызан	-3,6	-4,9	2,0	12,7	19,5	25,1	27,8	25,9	19,6	8,8	3,1	-2,5

Таблица 1.1.2.2 - Среднемесячные абсолютные максимумы температур воздуха

Наименование станций	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Форт-Шевченко	11,9	15,8	24,4	31,2	34,3	39,9	39,6	38,2	34,9	27,3	18,2	15,6
Кулалы	12,1	14,0	21,3	27,1	33,5	39,1	38,8	38,0	33,4	26,0	14,4	9,6
Кызан	14,1	17,5	25,0	32,6	40,0	43,7	44,2	42,4	38,6	29,9	29,0	15,5

Таблица 1.1.2.3 - Среднемесячные абсолютные минимумы температур воздуха

Наименование станций	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Форт-Шевченко	-18	-24	-19,7	-1,3	6,9	12,4	15,0	11,7	4,0	-2,9	-12,1	-14,8
Кулалы	-20	-28	-23	-2,7	3,4	9,5	16,0	11,0	4,5	-4,7	-17,3	-22,0
Кызан	-28	-34	-23	-3,7	1,1	6,6	1,0	8,4	1,3	-15	-21	-26

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая, степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года. В исследуемом районе среднегодовая влажность воздуха достигает 58 %. Наиболее высокого значения 83 % она достигает в декабре - январе, наиболее низкого – 44 % в апреле. Среднемесячная и среднегодовая влажность воздуха представлена в таблице 1.1.2.4.

Таблица 1.1.2.4 - Среднемесячная и среднегодовая влажность воздуха, (%)

Наименование станций	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Кулалы	81	84	62	44	54	48	47	51	47	63	74	80
Кызан	83	83	78	74	65	73	68	68	66	75	77	78

Ветровой режим. Над акваторией восточной части Северного Прикаспия преобладают восточное, западное направление ветра. При этих направлениях отмечаются самое большое число штормов, и наибольшие скорости ветра над восточной частью Северного Каспия чаще дуют ветры с юго-востока и северо-запада, отмечаются и юго-восточные штормы продолжительностью до 100-140 часов. Наименьшую повторяемость имеют южные ветры, а безветренная погода за год составляет около 15 %.

Среднемесячная скорость ветра в течение года изменяется незначительно от 4 м/с до 5 м/с. Наибольшая средняя месячная скорость ветра наблюдается в зимнее время – 5,0 м/с, наименьшие летом – 3,8 м/с. Наибольшую повторяемость имеют ветры со скоростью 3-4 м/с.

Таблица 1.1.2.5 - Среднемесячная скорость ветра, м/с

Наименование станций	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Кызан	4,7	4,9	5,1	5,0	4,5	4,2	4,0	3,8	3,8	4,1	4,5	4,5

В таблице 1.1.2.6 и на рисунке 1.1.2.1 приводится повторяемость различных градаций скорости ветра по направлениям.

Таблица 1.1.2.6 - Повторяемость скорости ветра по направлениям и штиля, %

Наименование станций	Месяцы								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль, %
Кызан	11	12	20	20	8	4	13	12	14

Осадки. Режим осадков в незначительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья. Рассматриваемый регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Осадки незначительны и выпадают, в основном, в виде кратковременных дождей. Среднегодовое количество осадков 140 мм.

Распределение среднемесячных осадков представлено в таблице 1.1.2.7. При этом на повышенном фоне количество осадков с апреля по октябрь, по сведениям станции Кызан, выделяется два максимума: в мае-июне и сентябре.

Таблица 1.1.2.7 - Среднемесячное количество осадков, мм

Наименование станций	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Форт-Шевченко	6,4	6,4	11,4	14,2	13,1	6,8	6,8	8,4	6,6	11,0	9,0	8,6
Кулалы	8,1	5,7	17,2	14,4	14,0	9,3	8,7	9,3	9,4	9,0	15,5	8,9
Кызан	9,7	8,1	14,2	17,6	18,6	11,6	14,5	8,0	10,7	13,7	9,5	7,8

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождения Каратурун Морской относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Постоянный, снежный покров, существующий более месяца, на побережье моря образуется только в Северном Прикаспии. Его высота обычно не превышает 10 см. На восточном берегу Каспия снег лежит, как правило, не более 15-20 дней. Для всех районов характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Ветровые нагоны могут значительно повышать местный уровень моря относительно фоновых значений. Продолжительность нагонов изменяется от нескольких часов до нескольких суток. После их прекращения и возвращения уровня к его фоновым значениям часть морской воды остается в понижениях побережья и находится там, в течение длительного времени в связи с высоким положением грунтовых вод и верховодки. Зимой во время оттепелей, весной и осенью эти понижения заполняются также талыми и дождевыми водами.

Величины нагонов редкой повторяемости (два раза в сто лет) рассчитаны по эмпирическим кривым с прибавлением поправок на временную дискретность измерений и сезонный ход фонового уровня моря. На участке побережья Каспийского моря непосредственно прилегающего к северной части полуострова Бузачи высота нагона составляет 2,19 м.

Ледовые явления. Исследуемое побережье Каспия относится к району со 100% вероятностью образования льда в течение холодного периода.

Средние сроки начала ледообразования приходится на начало декабря, очищенная ото льда – на конец марта. Особенности климатических условий определяют межгодовую изменчивость ледяного покрова. Разница во времени между поздним и ранним образованием ледового покрова (начало ледообразования), установлением припая, взлом припая, полным очищением ото льда может составлять около двух месяцев.

Припай. Развитый припай в районе месторождения образуется с вероятностью 80-90%. В умеренные зимы припай образуется в декабре, на конец зимы он может простираться на десятки километров. Средняя толщина припайного льда составляет к концу зимнего периода около 35-42 см. максимальная толщина припайного льда, по имеющимся данным, в этом районе может достигать 80 см. (76 – о.Кулалы, 84 см – Форт -Шевченко).

Дрейфующий лед. Дрейфующий лед обычно отмечается в мористой части рассматриваемого района с первой декады декабря по конец марта. В рассматриваемом районе генеральный дрейф льда отмечается в СЗ и ЮЗ направлении. В северном Каспии на ветровой дрейф льда большое влияние оказывают взаимодействие с мелями, островами и берегом. Средние расчетные скорости ветрового дрейфа льда составляет в рассматриваемом районе 6-17 см/с, а максимальная может достигать 30-40 см/с. Характерным для северного Каспия является процесс наслоения ледяных полей друг на друга. В результате чего может образоваться наслоенный лед толщиной до 2-х метров. Ледовые нагрузки могут оказываться на все производственные и технологические объекты, попадающие в дрейфующий лед и зоны сжатия льда.

Образование стамух и торосов может происходить в течение всего ледового периода. В период формирования ледяного покрова и распространению его мористее, до глубин 2-3 м при взломах и последующих сжатиях льда формируются торосы, а также сидящие на мели торосы – стамухи.

В период развития ледяного покрова и развития припая в прикромочной зоне припая под действием ветра могут образовываться гряды торосов высотой до 2 м. в отдельных случаях высота торосов может достигать 5-6 м.

Местами вероятного появления стамух в осенний период служат глубины от 1 до 2 м, а в зимний – от 2 до 5 м. Для прибрежной зоны в районе образование стамух особо характерно для умеренных и суровых зим.

Весной после очищения ото льда на дне прибрежных мелководий наблюдаются борозды пропахивания. Они образуются при воздействии на дно торосистых дрейфующих

льдов, ориентированы в направлении преобладающих зимних ветров. Ширина борозд может достигать 100 м, линия – нескольких километров, а глубина пропахивания фунта - 50 см.

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере (СНиП 2.04-01 – 2001), представлены в таблице 1.1.2.8.

Таблица 1.1.2.8 – Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование 1	Значение 2
Климатический район	IV-Г
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Среднегодовая температура наружного воздуха	Плюс 11,1 °С
- наиболее жаркого месяца	Плюс 29,4 °С
- наиболее холодного месяца	Минус 2,7 °С
Среднегодовая роза ветров, %	
С	17
СВ	12
В	15
ЮВ	19
Ю	7
ЮЗ	6
З	10
СЗ	14
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,7
Среднегодовая относительная влажность воздуха, %	58

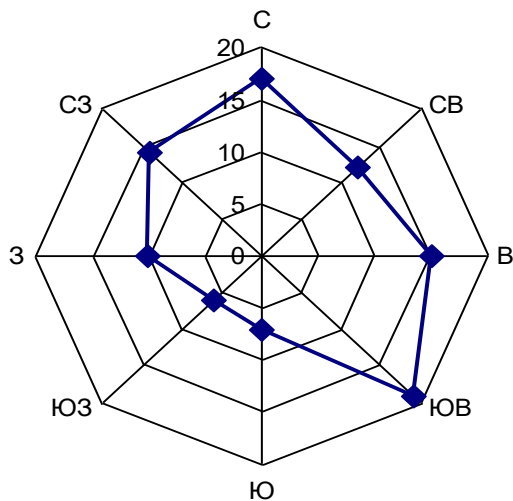


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

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

Рассматриваемый район (полуостров Бузачи) находится в северо-восточном побережье Каспия. Каспийскому морю присуще в целом субмеридиональное простираие. Наибольшая протяженность его с севера на юг составляет 1030 км (по меридиану 50°00' в.д.), наибольшая ширина достигает 435 км (по параллели 45°30' с.ш.), наименьшая – 196 км (по параллели 40°30' с.ш.).

Исходя из особенностей морфологического строения и физико-географических условий, Каспийское море принято делить на три части: Северный, Средний и Южный Каспий. За условную границу между Северным и Средним Каспием обычно принимают линию, соединяющую о-в Чечень с м. Тюб-Караган, а между Средним и Южным Каспием линию о-в Жилоа-м. Куули.

Поверхностный сток территории месторождения гидрогеологически связан с Каспийским морем. Отмечаются заметные колебания уровня грунтовых вод в зависимости от сезонных колебаний уровня Каспия (0,5 м), что в свою очередь влияет на характер поверхностного стока. Следует также учитывать влияние нагонных явлений и долготлетние изменения уровня моря.

Подтопление и затопление территории месторождения в результате колебаний уровня воды в Каспийском море испытывает циклические колебания, в последние годы после продолжительного повышения отмечается постепенный спад уровня воды.

Фоновый уровень Каспийского моря подвержен значительным колебаниям. В прошлом столетии уровень Каспийского моря почти до конца 70-х годов, в основном, понижался. Общее непрерывное понижение уровня, наблюдавшееся в 1930-1977 гг., составило 3,2 м со средней интенсивностью около 4 см в год.

Основными факторами, обуславливающими это понижение, явились изменения климата и хозяйственная деятельность в бассейне реки Волга.

Вопрос об изменении уровня Каспийского моря в ближайшие десятилетия должен определяться с учетом влияния водопотребления в бассейне реки Волга и антропогенного изменения климата. В КазНИИМОСК разработана модель расчета среднегодового уровня моря, в основу, которой положено уравнение водного баланса. Модель позволяет рассчитывать фоновые уровни моря по речному стоку с учетом его изменения за счет водопотребления в бассейне и колебаний климата.

Результаты расчета представлены в таблице 1.1.3.1.

Таблица 1.1.3.1 – Вероятностный прогноз фоновый уровень Каспийского моря

Год	Обеспеченность, %							
	0,1	0,5	1,0	2,0	5,0	10,0	20,0	50,0
2005	-25,50	-26,00	-26,10	-26,20	-26,70	-26,80	-27,10	-28,00
2010	-25,30	-25,80	-26,00	-26,30	-26,50	-26,90	-27,30	-28,00
2020	-25,00	-25,60	-25,80	-26,10	-26,40	-26,80	-27,70	-28,10
2040	-23,40	-24,40	-24,60	-25,00	-25,30	-25,80	-26,30	-27,10

В одобренном 1995 г. Кабинетом Министров Республики Казахстан «Технико-экономическом докладе по проблемам Каспийского моря в пределах Республики Казахстан», на основе прогнозов казахстанских и российских ученых, принято, что для нужд строительного проектирования и обеспечения мероприятий в прибрежной зоне в качестве предельной (по крайней мере, до 2020 г.) рекомендована отметка фоновый уровень 0,1 % обеспеченности (повторяемость один раз в 1000 лет), равная -25 м.

В настоящее время уровень воды в море, в зависимости от сезона года, колеблется в пределах минус 26,7 - минус 27,4 м, что ниже прогнозируемого уровня 2% обеспеченности.

Прогнозируемая максимальная высота нагона для территории полуострова Бузачи составляет 2,19 м при обеспеченности 2 %. Таким образом, в условиях катастрофического нагона уровень морских вод может подниматься до отметки -25 м.

Это свидетельствует о том, что в среднесрочной перспективе для современной фазы Каспийского моря, возможно, использовать более рациональные оценки уровней моря, соответствующие прогнозируемым уровням с обеспеченностью 2 %.

Другим фактором, влияющим на подъем уровня моря, являются штормовые нагоны, которые могут кратковременно, но значительно повышать местный уровень моря относительно фоновых значений. Продолжительность нагонов изменяется от нескольких часов до нескольких суток. После их прекращения и возвращения уровня к его начальным значениям, часть морской воды остается в понижениях побережья, и может находиться там, в течение длительного времени в связи с высоким положением грунтовых вод, получая, так же, дополнительное питание талыми и дождевыми водами.

Площадь проникновения морской воды вглубь побережья зависит от величины нагона, высотных отметок и рельефа затопляемых берегов, а также от фоновый и сезонного уровня моря. Наиболее благоприятные условия для развития значительных нагонов и максимальных зон затопления в пределах Республики Казахстан отмечаются на пологом, мелководном восточном побережье Северного Каспия, где часто дуют сильные ветры западных румбов. Здесь регулярно наблюдаются нагоны до 1 м. Такие подъемы, в условиях крайне малых уклонов прилегающей к морю суши, приводят к затоплению территории шириной до 15-25 км. Чем выше фоновый уровень Каспия, тем дальше вглубь побережья может проникать морская вода при нагоне.

Каспийское побережье, в пределах Республики Казахстан слабо обеспечено гидрометеорологической информацией. Тем не менее, по данным стационарных наблюдений, авиаразведок, отдельных фактов затоплении поселков и нефтепромыслов, по результатам моделирования с привлечением анализа синоптических ситуаций, вызывающих нагонные штормы, построены кривые обеспеченности наибольших нагонов. Величины нагонов редкой повторяемости (два раза в сто лет) рассчитаны по эмпирическим кривым с поправкой на временную дискретность измерений и сезонный ход уровня моря. Все казахстанское побережье Каспийского моря по высоте максимальных нагонов (2 %-ная обеспеченность) можно разделить на 15 районов, представленная в таблице 1.1.3.2.

Таблица 1.1.3.2 - Районирование побережья Каспийского моря по величине возможного нагона

Район	Величина нагона, м
Восточная часть взморья Волги, включая побережье пос. Ганюшкина до Новинских островов; общая длина около 80 км	1,75
Северное побережье, включая Забурунскую косу до 51° в.д.; общая длина около 110 км	1,80
Побережье устьевой области р.Урал до 52° в.д.; длина около 125 км	1,95
Побережье дельты р.Эмбы до нефтепромысла Теренозек; длина около 130 км	2,30
Побережье Тенгизского месторождения нефти и газа, длина около 90 км	2,40
Побережье сора Мертвый Култук от промысла Прорва до северного берега залива Комсомолец; длина около 50 км	2,60
Побережье мелководного залива Комсомолец, включая северный и южный берега залива; длина около 150 км	2,00
Северное побережье п-ва Бузачи до мыса Бурыншик; длина около 100 км	2,19
Северо-западное побережье п-ва Бузачи от мыса Бурыншик до п-ва Долгий; длина около 90 км	1,29
Побережье Мангышлакского залива, включая заливы Кочак и Сарыташ до мыса Жигылган, длина около 150 км	1,88
Северное, западное и южное побережья п-ва Тюб-Караган, от мыса Жигылган до нежилого пос. Саура, включая Форт-Шевченко и порт Баутино; длина около 140 км	0,85
Побережье п-ва Мангышлак от нежилого пос. Саура до мыса Песчаный, включая г.Актау, длина около 150 км	0,92
Побережье от мыса Песчаный до мыса Ракушечный, включая пристань Ералиев, длина около 80 км, высота нагона	0,83
Побережье Казахского залива от мыса Ракушечный до маяка Огонь-Адамтасский, включая зал. Кендерли, длина 150 км, высота нагона	1,21
Побережье от маяка Огонь-Адамтасский до границы Республики, длина около 150 км	0,73

Исходя из данного районирования побережья, полуостров Бузачи относится к 8 и 9 району с максимальной высотой нагонов 2,19 метров. Наибольшая вероятность подтопления интересующей нас территории возможна при варианте дальнейшего прогнозируемого подъема уровня Каспия с наложением случая максимального штормового нагона. Все имеющиеся оценки возможного затопления или периодических подтоплений, обусловленных подъемом уровня моря или штормовыми нагонами, оперируют с достаточно генерализованными данными по рельефу. Поэтому в естественных условиях, существует большая вероятность проникновения катастрофических нагонов по суше полуострова по системам старых речин и котловин выдувания. В настоящий момент, все эти локальные

понижения перекрыты автодорогой Каламкас - Актау, играющую роль защитной дамбы с шириной основания 12 м и высотой около 2 м. Она проложена большей частью по возвышенной части побережья с преобладающими отметками -21 метров. Эта дамба-дорога защищает от возможного затопления все объекты месторождения расположенные южнее нее. При оценке возможного влияния колебаний Каспийского моря на гидрологические условия полуострова Бузачи, необходимо учитывать также гидрогеологическую связь подземных и грунтовых вод с морем. В прибрежных частях полуострова отмечаются заметные колебания уровня грунтовых вод в зависимости от сезонных колебаний уровня Каспия (около 0,5 м), что, в свою очередь, может влиять на характер поверхностного стока. При возможном прогнозируемом повышении уровня моря, уменьшатся гидравлические уклоны, что может привести к дополнительному поднятию уровня грунтовых вод. В наиболее пониженных частях бессточной области сора грунтовые воды могут подходить к поверхности на 50 см. В целом площади, где возможно подтопление вследствие возможного поднятия уровня моря, соответствуют наиболее пониженным участкам сора. Однако, зависимость уровня грунтовых вод от уровня Каспия нелинейная и неправомерно говорить о том, что возможное поднятие уровня Каспия до отметки -26 м, приведет к подтоплению во всей области сора с отметками ниже -26 м. Так отмечавшейся наибольшее стояние уровня моря в 1994-1996 годах до -26,5 м не вызвало полного подтопления поверхности сора.

Более вероятен другой сценарий, когда при возможном дальнейшем подъеме уровня моря в наиболее пониженных местах будут формироваться временные водоемы с более менее постоянным зеркалом воды, и увеличиваться площади занятые хаками. Это увеличит испарение и создаст условия для местного дренажа подземных и грунтовых вод.

Вышеуказанные проблемы создали предпосылки ухудшения качества прибрежных вод в связи с присутствием потенциальных источников загрязнения в водной среде и на суше прибрежной зоны.

Таким образом, одной из важных задач на нефтепромысле Каратурун Морской, расположенном на побережье Каспийского моря, является определение фактического состояния прибрежной зоны акватории Каспийского моря, для решения которой была создана система наблюдений за состоянием морской воды и донных отложений.

1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

Месторождение Каратурун Морской расположено в северной прибрежной части полуострова Бузачи. В гидрогеологическом отношении относится к северной части Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, где получили распространение

водоносные и водоупорные горизонты и комплексы во вскрытых отложениях от современных до триасовых включительно. По состоянию на 01.04.2025 г свойства и состав воды, изучены по 8 исследованиям из 8 скважин: Э-9, ЭР-16, ЭР-18, 33, 34, 37, 108, 126 месторождения Каратурун Морской. Анализы проб пластовой воды получены из юрских отложений. Основная часть исследований была выполнена в аккредитованном лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по барии, стронцию и железу.

Юрские отложения

Воды юрского горизонта изучены по результатам исследований 8 проб из 8 скважин: Э-9, ЭР-16, ЭР-18, 33, 34, 37, 108, 126. Результаты проведенных химанализов показывают, что воды юрских горизонтов относятся к крепким рассолам. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 142 г/дм³ до 193 г/дм³, в среднем составляя 174,5 г/дм³ при плотности 1,119 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне от 39858 до 64066 мг/дм³, в среднем составляя 55948 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне от 7214,4 до 8416,8 мг/дм³, в среднем составляя 8186,34 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1763,2-5350,4 мг/дм³, в среднем составляя 2519,4 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 89487,9-118743,5 мг/дм³, в среднем составляя 107782,2 мг/дм³, SO₄²⁻ не обнаружено, HCO₃ изменяется в диапазоне от 36,6 до 122 мг/дм³, в среднем составляя 57,59 мг/дм³. Жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, находится в диапазоне от 560 до 800 мг-экв/дм³, что соответствует пятой группе общей жесткости, т.е. воды являются очень жесткими, в среднем составляет 619 мг-экв/дм³. При pH<5,53 по кислотно-щелочным свойствам вода характеризуется как кислая с переходом в слабокислые. Из микрокомпонентов определены: железо, барий и стронций. Содержание Fe_{общ} находится в диапазоне от 42,4 до 98,4 мг/дм³, в среднем составляя 60,64 мг/дм³, I – варьирует в диапазоне 0,63-42,3, в среднем составляя 9,2 мг/дм³, Вг – варьирует в диапазоне 204,8-265, в среднем составляя 249,3 мг/дм³, Ва – варьирует в диапазоне 131,1-418,87 мг/дм³, в среднем составляя 285 мг/дм³, Sr – изменяется в диапазоне 35,52-341,76 мг/дм³, в среднем составляя 162,14 мг/дм³. (таблица 1.1.4.2).

Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023 года приводится в таблице 1.1.4.1. Физико-химические показатели проб воды приведены в таблице 1.1.4.2.

Рекомендуется продолжить комплексные исследования состава пластовых вод со

скважин, имеющих обводненность более 50 %. Комплекс исследований должен включать в себя определение общего компонентного состава, замера плотности, вязкости, pH среды, определения микрокомпонентов, таких как, йод, бром, барий, стронций, бор, литий и др., определения растворенных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода, нефтяных газов). Для ежегодного прослеживания изменения свойств пластовых вод, продолжить исследования проб воды из скважин юрских отложений с определением всех параметров и микрокомпонентов, это позволит проследить степень изменения состава вод.

Рекомендуется периодически проводить исследования в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

Таблица 1.1.4.1 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
	Юрский горизонт			
1	2	3	4	5
Cl ⁻	8	8	89487,9-118743,5	107782,
SO ₄ ⁻⁻	-	-	-	-
HCO ₃ ⁻	8	8	36,6-122	57,6
Ca ⁺⁺	8	8	7214,4-8416,8	8186,34
Mg ⁺⁺	8	8	1763,2-5350,4	2519,4
Na ⁺ + K ⁺	8	8	39858,01-64066,1	55948,03
Общее содержание железа,	8	8	42,4-98,4	60,6
Тяжелые металлы:				
Барий	8	8	131,1-418,9	285
Стронций	8	8	35,52-341,76	162,14
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание:				
бора	-	-	-	-
йода	8	8	0,63-42,3	9,2
брома	8	8	204,8-265	249,3
Содержание:				
сероводорода	-	-	-	-
Содержание:				
Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	8	8	560-800	619
Суммарная минерализация	8	8	142-193	174,5
Тип воды	8	8	ХК	ХК
Содержание мех.примесей, мг/дм ³	8	8	39,8-193	99,73
pH	8	8	5,38-5,67	5,53

Таблица 1.1.4.2 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Каратурун Морской

Скважина Горизонт	Дата отбора	Плотность воды, при 20°С, г/см ³	pH	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						мг/дм ³			Двуокиси углерода, мг/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃	Fe ^{общ}	Ba	Sr				
<u>34</u> J	01.11.2016г	1,115	5,20	<u>47222</u> 2053,1	<u>8016</u> 400,8	<u>3648</u> 304	<u>97586,8</u> 2748,9	= -	<u>20,3</u> 0,3	37	-	-	-	156,5	704,8	ХК
<u>35</u> J	01.07.2018г	1,116	4,94	<u>55676,1</u> 2420,7	<u>8617,2</u> 430,9	<u>2188,8</u> 182,4	<u>107424,1</u> 3026	= -	<u>24,4</u> 0,4	91	88	388	278,1	174	613,3	ХК
<u>Э-14</u> J	01.07.2018г	1,119	5,75	<u>57104,4</u> 2482,8	<u>8416,8</u> 420,8	<u>2188,8</u> 182,4	<u>109214,4</u> 3076,5	= -	<u>122</u> 2	126	87	292	401,3	177	603,2	ХК
<u>33</u> J	май.2024	1,122	5,5	<u>60126</u> 2614,2	<u>8216,4</u> 410	<u>2063,8</u> 170	<u>112720,2</u> 3179,7	= -	<u>50,0</u> 0,82	46,1	419	333	-	183	580	ХК
<u>34</u> J	май.2024	1,121	5,67	<u>60198,5</u> 2617,3	<u>8316,6</u> 415	<u>1763,2</u> 145,2	<u>111859,8</u> 3155,4	= -	<u>61,1</u> 1,0	43,0	414	222	-	182	560,2	ХК
<u>Э-9</u> J	июнь2024	1,123	5,38	<u>55651,3</u> 2419,6	<u>8416,8</u> 420	<u>2188,8</u> 182,4	<u>106697,1</u> 3009,8	= -	<u>37,8</u> 0,62	48,0	308	342	-	173	600	ХК
<u>108</u> J	июнь2024	1,131	5,65	<u>64066,1</u> 2785,5	<u>8016</u> 401	<u>2188,8</u> 182,4	<u>118743,5</u> 3349,6	= -	<u>122</u> 2,0	98,4	345	42,1	-	193	580	ХК
<u>ЭР-18</u> J	июнь2024	1,122	5,42	<u>57893,3</u> 2517,1	<u>8416,8</u> 421	<u>2188,8</u> 182,4	<u>110138,9</u> 3106,9	= -	<u>43,9</u> 0,72	54,6	268	205	-	179	600	ХК
<u>37</u> J	июнь2024	1,113	5,43	<u>51811,5</u> 2252,7	<u>7214,4</u> 360,7	<u>3161,6</u> 263,5	<u>101534,3</u> 2864,2	= -	<u>36,6</u> 0,6	52,2	269	207	-	164	620	ХК
<u>126</u> J	июнь2024	1,126	5,39	<u>60145,7</u> 2615	<u>8416,8</u> 420,8	<u>2188,8</u> 182,4	<u>113580,7</u> 3203,9	= -	<u>48,8</u> 0,8	95,9	300	318	-	184	600	ХК
<u>ЭР-16</u> J	июнь2024	1,099	5,6	<u>39858</u> 1733	<u>7214,4</u> 360,7	<u>5350,4</u> 445,9	<u>89487,9</u> 2524,3	= -	<u>48,8</u> 0,8	42,4	131	234	-	142	800	ХК
Среднее значение		1,119	5,41	<u>55432</u> 2410	<u>8116,2</u> 405,6	<u>2647</u> 220	<u>107180</u> 3022,3	= -	<u>55,9</u> 0,9	66,8	263	258	339,7	173,4	623,8	ХК
минимальное		1,099	4,94	39858	7214,4	1763,2	89487,9	-	20,3	37	87	42,1	278,1	142	560,2	ХК
максимальное		1,131	5,75	64066,1	8617,2	5350,4	118743,5	-	122	126	419	388	401,3	193	800	



1.1.5 Геологическая характеристика месторождения

На месторождении Каратурун Морской отложения от четвертичных до триасовых вскрыты на максимальную глубину 1750 м в скважине КМ-1.

Характеристика литологии и стратиграфическое расчленение разреза даны по комплексу ГИС и описанию керна и шлама.

Мезозойская группа (Mz) представлена отложениями нерасчлененной пермотриасовой, юрской и меловой систем.

Пермотриасовая система - РТ

Нерасчлененные пермотриасовые образования вскрыты значительным числом скважин. В литологическом отношении пермотриасовые отложения представлены толщей аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники коричневые, тонкомелкозернистые, крепкие, плотные, массивные, заглинизированные. Цемент глинисто-кальцитовый, порово-базального типа, цементация прочная. Аргиллиты красновато-коричневые, коричневые, однородные, плотные, массивные, средне крепкие, известковистые, алевроитистые, микрослюдистые. Алевролит вишнево-коричневый, глинистый, карбонатный, слюдистый, плотный, очень крепкий.

Максимальная вскрытая толщина пермотриасовых отложений составляет 534,7 м (скв. КМ-1).

Юрская система - J

Юрская система в пределах месторождения представлена средним отделом. Он распространен повсеместно и залегает с размывом и стратиграфическим несогласием на триасовых отложениях. Нижняя граница юрских отложений проводится в основании песчаной пачки, сменяемой глинистым пластом триасового возраста. Верхняя граница также очень отчетлива и отбивается по смене песчано-алевритистых пород толщей алевритисто-глинистых осадков мелового возраста.

Средний отдел (J₂) юры представлен нерасчлененной толщей байос-батского ярусов. Литологически он сложен неравномерным, местами ритмичным переслаиванием глин и песчано-алевролитовых пород. Вместе с тем на фоне частого чередования отдельных разностей прослеживаются пачки глин, песков и песчаников различной толщины (от 1 м до 20 м). Причем преобладание глин наблюдается в нижней части разреза.

Все породы юрской системы имеют окраску, изменяющуюся от светлой до черной. Характерной особенностью байос-батских отложений является присутствие

обугленной растительной органики в виде рассеянного детрита, отдельных растительных остатков и тонких углистых прослоев.

К юрским отложениям приурочены залежи углеводородов от Ю-I до Ю-X горизонтов. Вскрытая максимальная толщина юрских отложений достигает 364,6 м в скважине 31.

Меловая система - К

Отложения меловой системы представлены обоими отделами: нижним - терригенным и верхним - терригенно-карбонатным. В меловых отложениях на основании литологических особенностей пород, палеонтологических определений и промыслово-геофизических кривых выделяются берриас-валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы нижнего отдела, а также сеноманский и туронский ярусы верхнего отдела.

Отложения нижнего мела (K₁) представлены валанжинским, готеривским, барремским ярусами в составе неокомского надъяруса, аптским и альбским ярусами.

Нижнемеловые отложения со стратиграфическим несогласием и размывом разной степени перекрывают породы юры. Эти образования сложены в основном морскими, преимущественно терригенными породами за исключением пестроцветных субконтинентальных терригенных пород кугуссинской свиты, датируемой как верхний готерив-баррем.

Неокомский надъярус - K_{1nc}

Валанжинский ярус - K_{1v}

Валанжинский ярус представлен неравномерным переслаиванием алевролитов, глин и известняков, с преобладанием алевролитов. В нижней части, как правило, наблюдаются алевролиты или доломитизированные, микро тонкозернистые и органично-детритовые известняки с прослоями глин, а в верхней - темно-серые глины с пластами алевролитов и с прослоями глинистых известняков или мергелей. В наиболее приподнятых частях структуры разрез берриас-валанжина сложен маломощным пластом алевролитов с прослоями глин и известняков, а в основании яруса залегает базальный пласт песчанистого конгломерата.

Готеривский ярус - K_{1g}

Отложения готерива с размывом перекрывают породы берриас-валанжина, которые постепенно переходят в пестроцветные осадки кугуссинской свиты. При этом наблюдается преобладание глин и мергелей в нижней и средней частях разреза.

Породы нижнего готерива выражены мелководными морскими осадками и представлены, в основном, глинами с прослоями алевролитов и зеленовато-серых мергелей. Верхняя часть готерива представлена горизонтом песков с редкими прослоями глин и алевролитов.

Породы от серых, зеленовато-серых до пестроцветных в верхнем готериве. Неравномерное освещение разреза керновым материалом и отсутствие ископаемых остатков позволяет предположительное выделение верхнего готерива и проведение верхней границы готерива по кровле песчаного горизонта по аналогии с Эмбинским районом.

Барремский ярус - K_1br

Барремский ярус выделяется по литолого-каротажной характеристике. Сложен неравномерным переслаиванием пестроцветных глин и песчаников толщиной от 2 до 15 м. Редко отмечаются маломощные пласты и прослои песчаников. Породы коричневого, серовато-красноватого, красновато-коричневого, зеленовато светло-серого цвета. В глинах часто наблюдаются включения мергельных стяжений.

Толщина неокомских отложений варьирует от 167,3 м (скв. 34) до 194,6 м (скв. Э-3).

Аптский ярус - K_1a

Полный объем яруса выделяется с помощью промыслово-геофизических данных и сопоставлений с разрезом аптского яруса соседних площадей.

Отложения аптского яруса с угловым несогласием перекрывают пестроцветные породы баррема. В подошве апта залегает базальный горизонт, состоящий из песчано-алевритовых осадков с включениями гравия и желваков фосфоритов. Выше по горизонту залегает толща темно-серых почти черных глин однородных, слюдистых, жирных на ощупь. Глины не известковистые, местами слабо известковистые, с включениями пирита, гнезд зерен глауконита, обломков раковин пелеципод и гастропод. В верхней половине разреза апта, наряду с аналогичными черными глинами наблюдается развитие алевролитов, образующих частое тонкое чередование с глинами. Прослои песчаника приурочены к верхней части разреза. Толщина отложений аптского яруса изменяется от 116,1 м (скв. 18) до 137,1 м (скв. 34).

Альбский ярус - K_1al

Альбский ярус освещен незначительным количеством фауны и выделяется в основном по промыслово-геофизическим данным и положению в разрезе. Отложения альбского яруса сложены неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием глин в нижней части разреза. В средней и верхней частях разреза встречаются пачки песков и песчаников. Толщина альбских отложений варьирует в пределах 340,1-358 м.

Отложения верхнего мела (K_2) представлены сеноманским и сенон-туронским ярусами.

Сеноманский ярус - K_2s



Разрез сеноманского яруса начинается базальным горизонтом алевролитов, над которым прослеживается глинистая толща с прослоями песчано-алевритовых пород. Толщина отложений сеноманского яруса 70-81,1 м

Сенон-туронский ярус - K_2s+t

Сенон-туронские отложения представлены переслаиванием мергелей, мела, известняков с редкими прослоями глин. Подошва туронского яруса отбивается по смене терригенных пород глинисто-карбонатными, характеризующимися повышенными значениями и высокой карбонатностью. Вскрытая толщина этих отложений от 150 м (скв. 23) до 188,1 м (скв. Э-3).

Четвертичная система - Q

Четвертичные отложения небольшой толщины (2-3 м) повсеместно перекрывают осадки верхнего мела и представлены суглинками и супесями.

Тектоника

Месторождение Каратурун Морской в тектоническом отношении расположено в пределах Бузачинского свода, являющегося крупным тектоническим элементом в составе Северо-Устуртской системы прогибов и поднятий.

Северо-Бузачинский свод – крупный структурный элемент, границы которого достаточно достоверно установлены в южной и восточной частях, где с юга, соответственно, примыкает Южно-Бузачинская впадина, отделяющая Южно-Бузачинский свод от Тюбкараганской мегантиклинали, далее Кызан-Токубайский вал и на востоке граничит с Култукской моноклиной. Северное и западное окончания свода принимаются условно и проведены за пределами границы прилегающей акватории Каспийского моря.

В 2006 г. компанией ТОО «PGD Services» были выполнены работы по ранее проведенным геолого-геофизическим исследованиям 2Д на территории Каратурунской группы поднятий.

Предусматривалось выполнить структурные построения по четырем отражающим горизонтам: Па, III, IV и V. Но учитывая, что в северо-восточной части рассматриваемой территории происходит наращивание толщин юрских и верхнетриасовых отложений и появляются пачки келловейских и верхнетриасовых отложений, дополнительно проведена корреляция по отражающим горизонтам IIIa и T₃. В общей сложности выполнены структурные построения по следующим опорным отражающим горизонтам: Па (подошва апта), III (подошва неокома), IIIa (подошва келловей), IV (условный горизонт в бат-байоссе), V (подошва юры) и T₃ (подошва верхнего триаса).

Месторождение Каратурун Морской расположено на западе рассматриваемой территории. Здесь нефтегазоносность установлена в 10-ти горизонтах. Все горизонты находятся в нерасчлененных отложениях бат-байоса средней юры (Jbt+b – Ю-I-Ю-X).

Полученные структурные карты послужили основой структурных построений в подсчете запасов 2018 г. месторождения Каратурун Морской.

В этом же 2018 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические услуги» были выполнены работы по переобработке и переинтерпретации геолого-геофизических данных 2Д. На основе сейсморазведочных данных 2006 г. выполнена структурная интерпретация с целью уточнения геологического строения рассматриваемой площади по юрско-меловому комплексу отложений, с привязкой отражающих горизонтов к геологическим данным на основе интерпретации материалов ГИС. Выполнены структурные построения по четырем опорным отражающим горизонтам: Па (подошва аптских отложений), III (подошва неокома), IV (предположительно граница бат-байоса) и V (подошва юры). Эти структурные построения послужили основой в приросте запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской.

В 2022 году компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» было выполнено отчет о результатах переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть». Переобработка сейсморазведочных материалов и их интерпретация проводилась в Вычислительном Центре ТОО «Сейсмические геофизические услуги». По результатам построены структурные карты по 8 отражающим горизонтам: II (кровля апта), Па (подошва апта), III (подошва неокома), IIIa (подошва келловей), IV (условный горизонт в бат-байосе), V (подошва юры), V2 (подошва верхнего триаса), и В(Б) (поверхность палеозойских отложений). Эти карты легли в основу структурных построений последнего пересчета запасов 2025 г.

Структура Каратурун Морской по подошве юрских отложений (V ОГ) тектоническим нарушением F₂ северо-восточного простирания разделен на два блока: опущенный северо-западный, в пределах изогипсы – 1320 м имеет два небольших поднятия с размерами 2,5 x 3,3 км и амплитуду 60 м и 2 x 1,5 км и амплитуду 40 м с минимальной отметкой в своде - 1260 м и юго-восточный приподнятый продуктивный блок (месторождение Каратурун Морской). Структура в этом блоке находится в районе пересечения сейсмопрофилей 125, 490а и 500 и представлена в виде брахиантиклинали, ограниченной вышеприведенным разрывным нарушением F₂. Размеры структуры по изогипсе -1240 м составляют 4,5 x 2,5 км при амплитуде поднятия 40 м. Сводовая часть структуры в этом блоке вырисовывается с минимальной отметкой в своде -1200 м.

По IV отражающему горизонту (условно стратифицируемому с бат-байосскими отложениями) структура также представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания и находится в районе пересечения сеймопрфилей 125, 490 а и 500 с минимальной отметкой в своде равно - 1060 м, Размеры структуры по замкнутой изогипсе - 1090 м составляют 3,2 х 2 км, с амплитудой более 20 м.

По III отражающему горизонту, приуроченному к подошве неомских отложений, структура Каратурун Морской не претерпела изменений и осталась прежней в виде структурного носа, как и в работе и прослеживается далее к северо-востоку от структуры Каратурун Морской.

Как ранее упоминалось, структурные построения, базировались на новых картах, полученных в результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных в 2022 г.

За основу для построений структурных карт по кровлям коллекторов Ю-I и Ю-II горизонтов взята карта по III отражающему горизонту, для Ю-III-Ю-VIII продуктивных горизонтов - по IV отражающему горизонту. По Ю-IX и Ю-X горизонтам для структурных построений использована карта по V отражающему горизонту.

Нефтегазоносность

По нефтегеологическому районированию Северо-Бузачинский свод, в пределах которого расположено газонефтяное месторождение Каратурун Морской, относится к Бузачинско-Северустюртской нефтегазоносной области, Северо-Каспийской нефтегазоносной провинции.

Нефтегазоносность месторождения Каратурун Морской установлена в 1980 году получением в скважине 18 из интервала 988-997 м (Ю-V продуктивный горизонт) фонтанного притока нефти дебитом 98 м³/сут на 9 мм штуцере.

В пределах юрского разреза выделено 10 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и X), которые приурочены к бат-байосскому ярусу. Горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-VI, VIII и IX разделены на пласты А и Б, в которых пласт А содержит как нефтяные так и газовые коллектора, а пласт Б - водонасыщенные, за исключением пластов Ю-VI-Б и Ю-VIII-Б, которые также являются нефтеносными. Горизонт Ю-I содержит три пласта: Ю-I-А, Ю-I-Б и Ю-I-В. Из продуктивных пластов Ю-I-А, Ю-I-Б, Ю-I-В, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI-А, Ю-VI-Б, Ю-VII, Ю-VIII-А, Ю-VIII-Б, Ю-IX-А и Ю-X содержат нефтяные залежи, пласт Ю-II-А - нефтяную залежь с небольшой газовой шапкой и пласт Ю-III-А - газовую залежь с нефтяной оторочкой. Общая толщина продуктивной толщи составляет около 250 м. Залежи в структурном плане имеют унаследованное строение.

За период после «Пересчета запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской» новых скважин пробурено не было.

В продуктивном горизонте Ю-I содержится три нефтяных пласта: Ю-I-A, Ю-I-B и Ю-I-B.

Пласт Ю-I-A. Продуктивность пласта Ю-I-A доказана опробованием скважин 18, 22, 132 и 133. В пределах пласта выделяется три нефтяных линзообразных залежи, продуктивность которых доказана опробованием скважин 18, 22 и 132, 133.

Пласт довольно четко выражен по площади, вскрыт всеми скважинами, однако в большинстве скважин коллектора замещены непроницаемыми породами, исключение составляют скважины 18, 22, 103, 107, 109, 110, 114, 123, 131, 132 и 133. Из них скважины

18, 22, 131, 132 и 133 вскрывают нефтенасыщенные коллектора, а 107, 109, 110, 114, 123 - водонасыщенные.

Наиболее низкорасположенный нефтенасыщенный коллектор фиксируется на глубине -910,5 м в скважине 133, кровля воды на той же отметке.

В скважине 132 при совместном освоении с пластом Ю-II-A в интервале перфорации 886,4-887,6 м (-907,7-908,9 м) был получен приток нефти с водой дебитами 25,5 м³/сут и 10,5 м³/сут соответственно. Также в скважине 133 также при совместном опробовании с нижележащим Ю-II-A горизонтом был получен приток нефти с водой дебитами 112,2 м³/сут и 15,3 м³/сут соответственно.

ВНК по данной залежи принят на отметке -910,5 м (прямой раздел нефть-вода в скважине 133).

По типу природного резервуара залежи являются пластовыми сводовыми, литологически экранированными. Размеры залежи в районе скважины 18 составляют 0,295*0,17 км. Площадь нефтеносности 39 тыс. м², высота 6,4 м. В районе скважины 22 - размеры 0,154*0,13 км, площадь 15 тыс. м², высота 4,5 м. В районе скважин 131, 132, 133 размеры составляют 1,29*0,27 км, площадь 481 тыс. м², высота 7 м.

Пласт Ю-I-B

В пределах пласта выделяются 2 нефтяные залежи. По результатам интерпретации материалов ГИС 6 скважин вскрывают нефтенасыщенные коллектора, в 8 скважинах разрез заглинизирован, в остальных скважинах выделяются водонасыщенные коллектора.

Первая залежь выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС скважин ЭР-19, 103, 121, 122 и 131. В скважине ЭР-19 подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на глубине -917,5 м. В скважинах 122, 131, 103 и 121 подошва нефтенасыщенного

коллектора фиксируется на отметках -914,3 м, -917 м, -918,9 м и -920,8 м соответственно. Положение ВНК принято в диапазоне от -914,3 м до -920,8 м.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважин 36 и ЭР-18. Площадь нефтеносности равна 322 тыс. м². Размеры залежи 0,99*0,6 км, высота составляет 12,6 м.

Вторая залежь выявлена в районе скважины 125. По материалам интерпретации ГИС в скважине выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,5 м. ВНК принят по подошве этого коллектора на отметке -925 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи 0,2*0,18 км, площадь 27 тыс. м². Высота залежи 2,5 м.

Пласт Ю-I-B

Продуктивность нефтяной залежи, приуроченной к пласту Ю-I-B, предполагается по материалам промыслово-геофизических исследований.

В пределах залежи пробурены скважины 37, Э-9, Э-13, ЭР-17 и ЭР-19. Скважины 37, Э-9, ЭР-17 и ЭР-19 вскрыли чисто нефтяную часть залежи, а скважина Э-13 водонефтяную. В остальных скважинах, по материалам интерпретации ГИС, разрез представлен водонасыщенными коллекторами или непроницаемыми породами.

В скважинах 37, ЭР-17, ЭР-19 и Э-9 подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметках -924,5 м, -927,4 м, -927,7 м и -930 м соответственно.

Самая низкая отметка нефтенасыщенного коллектора -930 м в скважине Э-9, самая высокая кровля воды - на отметке -930,1 м в скважине Э-13. Водонефтяной контакт принят на отметке -930 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 144 тыс. м², размеры - 0,5*0,3 км, высота залежи 6,1 м.

К продуктивному горизонту Ю-II приурочены два пласта Ю-II-A и Ю-II-B. К верхнему пласту **Ю-II-A** приурочена газонефтяная залежь, нижний пласт является водоносным.

Из 71 скважины, вскрывшей горизонт Ю-II-A, 5 скважин (22, 32, 37, Э-5, ЭР-19) вскрыли газонасыщенные по ГИС пласты-коллекторы до максимальной отметки -939,2 м, в 6 скважинах (36, Э-10, Э-13, ЭР-18, 104 и ЭР-17) выделены газонефтенасыщенные пласты, нефтенасыщенный по ГИС коллектор выделен лишь в двух скважинах Э-11 и 121, в разрезе 10 скважин (35, Э-4, Э-6, Э-8, 112, 120, 122, 127, 131 и 132) присутствуют нефтегазоводонасыщенные пласты, 25 скважин вскрыли нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы, 18 скважин попали в водонасыщенную часть пласта и в 3 скважинах (33, 117, 118) горизонт заглинизирован.

Нефтяная залежь с газовой шапкой была подтверждена результатами опробования скважин 18 и 22, из которых получены притоки газа (скв. 22 - дебит 75 тыс. м³/сут) и нефти (скв. 18 - дебит 2,1 м³/сут).

Кроме того, как уже было упомянуто выше, при совместном опробовании с горизонтом Ю-I-A скважин 132 и 133 в интервале перфорации 916,8-919,3 м (-938,1-940,6 м) и 918,6-921,1 м (-939.7-942.2 м) были получены притоки нефти. Дебит скважины 132 составил 25,5 м³/сут при обводненности 29%, а скважины 133 - 112,2 м³/сут с обводненностью 12%. ВНК по залежи принят колеблющимся от -941,3 м до -946,5 м, что соответствует кровле водонасыщенного и подошве нефтенасыщенного пластов-коллекторов по скважинам 35 и 128, соответственно.

Газонефтяная залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 33. Площадь нефтяной части залежи равна 2266 тыс. м², площадь газовой части - 1021 тыс. м². Размеры залежи 3,0*1,8 км, высота газовой шапки 5,4 м, нефтяной части - 7,5 м.

Ю-III продуктивный горизонт аналогично вышележащему состоит из двух пластов - Ю-III-A и Ю-III-B. К верхнему пласту приурочена залежь газа с нефтяной оторочкой, нижний пласт является водоносным.

Пласт Ю-III-A

Продуктивность нефтегазовой залежи, с небольшой нефтяной оторочкой, доказана опробованием скважин 18 и 22, из которых получены притоки газа дебитом 67 тыс. м³/сут при 9 мм штуцере и 38 тыс. м³/сут при 7 мм штуцере соответственно.

По данным материалов ГИС остальные скважины вскрывают как газо-, газонефте-, газонефтеводонасыщенные, так и водонасыщенные коллекторы, за исключением скважины 31, разрез в которой заглинизирован.

Самая высокая кровля водонасыщенного коллектора находится в скважине 115 на отметке -971,2 м, самая низкая отметка нефтенасыщенного пласта фиксируется до глубины - 979 м в скважине 121. Положение ВНК принято в диапазоне отметок от -971,2 м на востоке до -979 м на севере. ГНК принят на отметке -971 м по подошве самых низких газонасыщенных коллекторов в ряде скважин. По типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой. Площадь газоносности составляет 2353 тыс. м², площадь нефтеносности - 6676 тыс. м². Размеры залежи составляют 3,2*1,7 км. Высота газовой части 11,2 м, высота нефтяной оторочки достигает 8 м.

Горизонт Ю-IV

К горизонту Ю-IV приурочена нефтяная залежь.

Большинство скважин, проходящих этот горизонт, вскрывают нефте-, нефтеводонасыщенные и водонасыщенные коллектора, исключение составляют две скважины: 21 и КМ-10, которые попадают в зону отсутствия коллекторов.

Нефтяная залежь установлена по результатам интерпретации ГИС и доказана данными опробования скважин 18 и 22, где получены промышленные притоки нефти дебитом 23 м³/сут и 7,5 м³/сут соответственно, в дальнейшем подтверждена результатами освоения скважин 34, Э-1, Э-4, Э-5, Э-7, Э-8, Э-9, Э-12 и Э-14, в которых горизонты Ю-IV и Ю-V разрабатываются совместно, так как они являются единым объектом разработки.

Также, совместное освоение Ю-IV горизонта с нижележащим Ю-V проведено в скважинах Э-15, 109, 110, 111, 112, 114, 116, 120, 122, 127, 128 и 131, в которых получены притоки нефти с водой разной степени интенсивности, полученные дебиты нефти варьируют от 4,7 м³/сут (скв. 111) до 35,6 м³/сут (скв. 127).

ВНК по залежи принят на отметках от -1000,5 м (кровля водонасыщенного пласта в скважине 104) до -1006,6 м (подошва нефтенасыщенного пласта в скважине 134).

В скважинах 34, 37, 118, 120, 122, 126, 127 выделяются коллекторы, обводненные в процессе разработки месторождения, толщина которых учитывается при построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин.

Нефтяная залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 21. Площадь нефтеносности равна 2350 тыс. м². Залежь имеет размеры 2,5*1,4 км, высота – 15,9 м.

Горизонт Ю-V

К горизонту Ю-V приурочена залежь нефти.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин 18 и 22, в которых были получены притоки нефти дебитами 75 м³/сут и 72,2 м³/сут на 7 мм штуцере до отметок -1020,1 м и -1022,4 м соответственно. Все пробуренные скважины вскрыли нефтеводонасыщенные коллекторы, кроме скважин 23, 124, 132 и КМ-10, которые по материалам промыслово-геофизических исследований, попали в водонасыщенную часть.

Как было описано выше (для горизонта Ю-IV), в скважинах Э-15, 109, 110, 111, 112, 114, 116, 120, 122, 127, 128, 129 и 131 при совместном испытании IV и V горизонтов были получены притоки нефти с водой различной степени обводненности.

В скважине 108 было произведено самостоятельное освоение Ю-V горизонта в интервалах 998,2-999,4 м (-1018,3-1019,5 м), 1000,5-1001,4 м (-1020,6-1021,5 м), 1002,7-1003,5 м (-1022,8-1023,6 м), при этом был получен приток нефти с водой дебитами 10,5 м³/сут и 24,5 м³/сут соответственно. Также, самостоятельное освоение данного горизонта

было проведено в скважинах 113, 118, 126, результатами которых явились притоки нефти с водой различной степени интенсивности, дебиты нефти составили 6,05 м³/сут, 8,5 м³/сут, 7,6 м³/сут соответственно.

Следует отметить, что в ряде скважин (101, 104, 105, 110, 118, 120, 122, 126, 131) выделяются обводненные в процессе разработки коллектора, толщина которых учитывается при построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин.

В скважине 121 нефтенасыщенные по ГИС пласты-коллекторы выделяются до глубины -1029,3 м, самая высокая отметка кровли водонасыщенного пласта фиксируется в скважине 35 и составляет -1021,7 м. Положение водонефтяного контакта принято в диапазоне отметок -1021,7-1029,3 м.

Нефтяная залежь пластовая, подстилаемая водой. Площадь нефтеносности равна 3623 тыс. м². Размеры залежи составляют 3,3*1,7 км, высота - 22 м.

Горизонт Ю-VI

В продуктивном горизонте прослеживается два пласта Ю-VI-A и Ю-VI-B. К обоим пластам приурочены нефтяные залежи.

Пласт Ю-VI-A

По пласту Ю-VI-A выделяются две залежи: первая, расположенная в северо-западной части месторождения (район скважин Э-10 и 102), и вторая, находящаяся в восточной части (район скважин 109 и 111).

Продуктивные пласты-коллекторы в скважинах первой залежи (район скважин Э-10 и 102), выделены по данным материалов ГИС и вскрыты до отметок -1042,6 м, -1042,7 м, -1045,3 м (скв. 102, ЭР-19, 121 соответственно). Кровля воды начинается на глубине -1038,1 м в скважине 37. ВНК первой залежи варьирует в диапазоне изменений от -1038,1 м (кровля самого высокого водонасыщенного пласта в скважине 37) до -1045,3 м (подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора в скважине 121).

Залежь пластовая сводовая. Размеры ее составляют 0,8*0,61 км, высота - порядка 8,6 м. Площадь нефтеносности равна 359 тыс. м².

Продуктивность второй залежи (район скважин 109, 111) установлена по материалам промыслово-геофизических исследований, а также подтверждена освоением скважин 123 и 125.

В скважине 123 при совместном освоении с нижележащим пластом Ю-VI-B в интервале перфорации 1021,2-1023,4 м (-1041,9-1044,1 м) был получен приток нефти дебитом 7,9 м³/сут с обводненностью 85%.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного по ГИС коллектора фиксируется на глубине -1044,2 м в скважине 123, а в скважине 130 раздел нефть-вода отбивается на отметке -1038,6 м. Таким образом, ВНК был принят в диапазоне от -1038,6 м до -1044,2 м.

Залежь пластовая сводовая. Размеры ее составляют 0,8*0,6 км, высота - порядка 8,4 м. Площадь нефтеносности равна 294 тыс. м².

Пласт Ю-VI-Б

По данному пласту также, как и по пласту Ю-VI-A, выделяются две залежи: первая, находящаяся на западе, в районе скважин Э-10 и ЭР-18, вторая – на востоке, в районе скважин 109, 110 и 111.

Продуктивность первой залежи предполагается по материалам промыслово-геофизических исследований.

Подoshва нефтенасыщенного пласта, точнее раздел нефть-вода, отбивается в скважине ЭР-18 на отметке -1048,2 м. Кровля водонасыщенного коллектора фиксируется в скважине ЭР-19 на глубине -1046,4 м. Водонефтяной контакт для этой залежи принят на отметках от -1046,4 м до -1048,2 м.

Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в районе скважины ЭР-17. Размеры составляют 0,47*0,40 км, площадь нефтеносности 130 тыс. м², высота залежи 4,6 м.

Продуктивность второй залежи подтверждается получением притока нефти с водой в интервалах 1026,2-1026,8 м (-1046,9-1047,5 м), 1028,2-1029,2 м (-1048,9-1049,9 м) и интервале 1025,5-1028 м (-1046,5-1049 м), принадлежащих Ю-VI-Б пласту, при совместном освоении двух пластов Ю-VI-A и Ю-VI-Б в скважинах 123 и 125.

ВНК второй залежи принят в диапазоне от -1046,9 м до -1052,6 м, по кровле водонасыщенного пласта в скважине 115 и подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 134.

Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в центре. Размеры составляют 0,8*0,6 км, площадь нефтеносности 311 тыс. м², высота залежи 9,1 м.

Горизонт Ю-VII

В продуктивном горизонте прослеживается два пласта Ю-VII-A и Ю-VII-Б. К обоим пластам приурочены нефтяные залежи.

Пласт Ю-VII-A

Также как и по двум вышезалегающим пластам (Ю-VI-A и Ю-VI-Б), выделяются 2 залежи: первая, в районе скважин Э-9 и 102 на северо-западе, и вторая, в районе скважин 110 и 116 на востоке.

Наличие северо-западной залежи в районе скважин Э-9 и 102 предполагается по данным интерпретации ГИС и доказано получением притока нефти.

В скважине 102 при совместном освоении горизонтов Ю-VII, Ю-VIII и Ю-IX в интервале перфорации 1033,2-1034,2 м (-1054,6-1055,6 м), 1036,9-1038 м (-1058,3-1059,4 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 38,4 м³/сут с обводненностью 4% на 5 мм штуцере.

Самостоятельное опробование рассматриваемого горизонта было проведено в скважине Э-11, при котором в результате перфорации интервала 1038-1039,5 м (-1057,4-1058,9 м) был получен приток нефти дебитом 23,5 м³/сут с обводненностью 6 %.

Самая низкая по ГИС отметка нефтенасыщенного коллектора находится на глубине -1066,8 м в скважине 121. Кровля самого высокого по ГИС водонасыщенного коллектора на отметке -1054,2 м в скважине 37. ВНК принят на отметках -1054,2-1066,8 м.

В залежи (район скважин 110, 116, 134), приуроченной к восточной части месторождения, продуктивность предполагается по положительной характеристике материалов интерпретации ГИС. В скважинах 110, 116 и 134 подошва нефтенасыщенных пластов отбивается на отметках -1057,1 м, -1054,5 м, -1058 м соответственно. Кровля воды начинается с отметки -1054,5 м в скважине 111. Таким образом, ВНК принят от -1054,5 м до -1058 м.

Обе залежи водоплавающие, имеют размеры 1,1*0,8 км и 0,6*0,3 км соответственно. Высота первой залежи составляет около 8 м, второй – 13,1 м. Площадь нефтеносности первой залежи равна 508 тыс. м², второй – 174 тыс. м².

Пласт Ю-VII-Б

Пласт Ю-VII-Б был выделен впервые в работе [12].

Залежь – нефтяная. Вскрыта двумя скважинами 116 и 130. Продуктивность предполагается по результатам интерпретации ГИС. Подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке -1070,2 м в скважине 130, кровля водонасыщенного - на отметке -1063,7 м в скважине 111. ВНК был принят в диапазоне отметок от -1063,7 м до -1070,2 м.

Залежь пластовая сводовая. Площадь нефтеносности составляет 81 тыс. м², размеры 0,45*0,2 км, высота 5,3 м.

Горизонт Ю-VIII

Разделен на два пласта – Ю-VIII-А (верхний) и Ю-VIII-Б (нижний), к каждому из которых приурочены нефтяные залежи.

Пласт Ю-VIII-А



Залежь нефти выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена данными опробования скважин 22, 102, Э-8, Э-10, Э-11, ЭР-18.

В скважине 102 при совместном освоении горизонтов Ю-VII, Ю-VIII и Ю-IX в интервале перфорации 1064,2-1066,2 м (-1085,6-1087,6 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 38,4 м³/сут с обводненностью 4% на 5 мм штуцере. В скважине проведен ГИС-контроль на определение профиля притока. Перфорированный интервал по данному горизонту работающий, причем именно он является основным, так как в количественном соотношении дает больше всего продукции.

Скважина 121 была опробована на рассматриваемый пласт совместно с нижележащим пластом Ю-IX-А, в результате чего в интервалах перфорации 1063,8-1066,6 м (-1083,7-1086,5 м), 1067,5-1070 м (-1087,4-1089,9 м), относящихся к Ю-VIII-А пласту, был получен приток нефти с обводненностью 22%, который составил 54,6 м³/сут.

Также было проведено самостоятельное освоение скважины 32, в интервале перфорации 1060-1064 м (-1080,6-1084,6 м), в которой был получен приток нефти с водой дебитами 5,28 м³/сут и 13,57 м³/сут соответственно.

ВНК принят в диапазоне отметок от -1083,9 м, что соответствует кровле водонасыщенного коллектора в скважине 37, до -1093,6 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 121.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 36. Размеры её составляют 2,1*1,4 км, высота – порядка 14,5 м. Площадь нефтеносности равна 1407 тыс. м².

Пласт Ю-VIII-Б

К пласту Ю-VIII-Б приурочена нефтяная залежь, которая выделена по материалам ГИС и подтверждена данными освоения.

По каротажным материалам нефтенасыщенные пласты-коллекторы вскрыты скважинами 109, 116 и 130, нефтеводонасыщенные пласты выделены в скважинах 114, 118, 134. В скважинах 21 и 133 коллекторы замещены непроницаемыми породами, оставшиеся скважины вскрыли только водонасыщенные по ГИС пласты.

Подошвы нефтенасыщенных по ГИС пластов-коллекторов в скважинах 134, 109, 130 отбиваются на отметках -1110,3 м, -1111,5 м, -1113,5 м соответственно. Наиболее высокорасположенный водонасыщенный пласт фиксируется на глубине -1105,9 м в скважинах 108 и 111.

В скважине 116 при совместном освоении горизонтов Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X в интервалах перфорации 1077,4-1081,4 м (-1098,6-1102,6 м), 1084-1088,3 м (-1105,2-1109,5 м),

принадлежащих пласту Ю-VIII-Б, был получен фонтанный приток нефти с водой дебитами 34,78 м³/сут и 2,22 м³/сут соответственно на 7 мм штуцере.

ВНК принят в диапазоне отметок -1105,9-1113,5 м, что соответствует кровле воды по скважинам 108, 111 и подошве нефти в скважине 130.

Залежь пластовая, сводовая, с размерами 0,9*0,7 км, высотой 20,9 м. Площадь нефтеносности составляет 339 тыс. м².

Горизонт Ю-IX

В горизонте выделяется два пласта. К верхнему пласту Ю-IX-А приурочена нефтяная залежь. Нижний пласт - Ю-IX-Б - водоносный.

Пласт Ю-IX-А

Нефтяная залежь установлена по результатам опробования скважин 22, Э-4, Э-9, ЭР-16, ЭР-18, где были получены притоки нефти с водой различной степени интенсивности, в дальнейшем подтверждена освоением в скважинах 102, 107, 113, 114, 115, 116, ЭР-20 с получением притоков нефти разной степени обводненности, при этом дебиты нефти варьировали от 14,25 м³/сут (скв. 113) до 46,9 м³/сут (скв. 107).

По состоянию на 01.04.2025 г. из 60 скважин, вскрывших рассматриваемый горизонт, в 14 скважинах выделены нефтенасыщенные коллектора, нефтеводонасыщенные пласты отмечаются в 23 скважинах, 21 скважина вскрыла водонасыщенные пласты-коллекторы, и только в двух скважинах Э-11 и 123 данный горизонт заглинизирован.

Помимо вышеперечисленных скважин, совместное освоение с вышележащим горизонтом Ю-Х было также произведено в скважине 118 в интервале перфорации 1092,5-1100 м (-1113,7-1121,2 м), относящемуся к Ю-IX-А горизонту. В результате совместного освоения был получен приток нефти дебитом 33,1 м³/сут с обводненностью 23%.

Совместное освоение горизонтов Ю-IX и Ю-Х было также проведено в скважине Э-2. По рассматриваемому горизонту в интервале перфорации 1100-1103,8 м (-1119,4 -1123,2 м) был получен приток нефти с водой дебитами 17,6 м³/сут и 14,4 м³/сут соответственно.

Дополнительно к этому, в скважинах 125 и 129 было проведено самостоятельное освоение горизонта Ю-IX-А в интервалах 1102,3-1104 м (-1123,3-1125,0 м), 1109,9-1110,8 м (-1130,9-1131,8 м) в скважине 125 и 1107,1-1108,1 м (-1127-1128 м) в скважине 129. В результате были получены притоки нефти с обводненностью 15% (скв.125) и 35% (скв.129), дебиты которых составили 54,4 м³/сут и 12,3 м³/сут соответственно.

ВНК по залежи принят на отметках от -1121,4 м (кровля водонасыщенного пласта в скважине 110) до -1135 м (подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине 113).

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважин Э-11 и 123. Размеры залежи составляют 2,1*1,3 км, высота достигает 22,7 м. Площадь нефтеносности равна 1653 тыс. м².

Горизонт Ю-Х

Нефтяная залежь была впервые выявлена в 2019 г. по материалам промыслово-геофизических исследований и доказана результатом испытания в интервале 1135,6-1139,1 м (-1155-1158,5 м) с получением фонтанного притока нефти дебитом 96,6 м³/сут с обводненностью 27,6%, газа - 2,7 тыс.м³/сут на 10 мм штуцере в скважине Э-2. После чего в Приросте запасов 2021 освоение скважин 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, ЭР-20 еще раз подтвердило ее продуктивность, максимальный дебит нефти тогда был отмечен в скважине 109 и составил 80,04 м³/сут.

Из 55 скважин, вскрывающих этот горизонт, в 18 скважинах выделяются нефтеводонасыщенные коллектора, в 32 скважинах отмечаются водонасыщенные, а в 4 скважинах (21,102, 117 и ЭР-18) - разрез заглинизирован.

Как отмечалось ранее, испытание Ю-Х горизонта, совместно с вышележащими горизонтами, было проведено в скважинах 115 и 116, в результате чего были получены притоки нефти с обводненностью 16 % (скв. 115) и 6 % (скв. 116).

В скважинах Э-2 и 118 испытание Ю-Х горизонта было проведено совместно с вышележащим горизонтом Ю-IX и, как уже было отмечено выше, получены притоки нефти с обводненностью 45 % (скв. Э-2) и 23 % (скв. 118).

В скважинах 130 и 134 при самостоятельном освоении горизонта Ю-Х в интервалах перфорации 1132,3-1140 м (-1153,3-1161,0 м), 1141-1143,5 м (-1162-1164,5 м) и 1137,2-1138,1 м (-1156,2-1157,1 м), 1143,2-1146,6 м (-1162,2-1165,6 м) соответственно были получены притоки нефти с водой. Дебит нефти составил для скважины 130 – 35 м³/сут, для скважины 134 – 46,7 м³/сут. Положение ВНК для залежи данного горизонта принято на отметках от -1160,5 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 103 до -1167,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 134.

Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в районе скважин 21, 102, 117, ЭР-18. Имеет размеры 2,1*0,8 км, высота равна 17,8 м. Площадь нефтеносности составляет 896 тыс. м².

1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения

В данном разделе приведены результаты исследований всех флюидов, полученных по состоянию изученности на 01.04.2025 г. Всего проанализировано 33 пробы пластовой нефти, 26 проб нефти в поверхностных условиях и 39 проб нефтяного газа.

1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения

По состоянию изученности на 01.04.2025 г. по месторождению Каратурун Морской изучено 33 пробы пластовой нефти. По состоянию изученности на 01.04.2025 г. по месторождению Каратурун Морской изучено 33 пробы пластовой нефти.

Исследование нефти в пластовых условиях выполнялось в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» на установке FLUID EVAL компании «Vinci Technologies» (Франция).

Все исследования флюидов в пластовых и поверхностных условиях проводились по внутренним методикам, согласно ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном и дифференциальном 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.

Физико-химические свойства пластовой нефти рассматриваются как по продуктивным горизонтам, так и по объектам разработки.

Результаты исследований глубинных проб нефти представлены в таблице 1.1.6.1.1.

Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора	№ пробы	Р _{пл.} , МПа	Т _{пл.} , °С	Р _{нас.} , МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент, д. ед.	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см ³	Плотность дегаз. нефти, г/м ³	Вязкость нефти, мПа*с	Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ /МПа	Коэффициент растворимости, м ³ /м ³ * МПа	Организация-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
II объект разработки																	
Горизонт Ю-IV+V																	
34	976,0-980,0; 993,0-1004,0	Ю-IV+V	04.06.2009	1	10,2	38,3	4,95	18,62	16,72	1,032	3,10	0,882	0,898	17,40	6,02	3,38	АО «НИПИнефтегаз»
				2			4,43	16,32	14,64	1,030	2,91	0,882	0,897	18,21	6,25	3,40	
				3			5,20	20,86	18,73	1,034	3,29	0,882	0,897	15,62	6,55	3,62	
Среднее по скважине 34							4,86	18,60	16,70	1,032	3,10	0,882	0,897	17,08	6,27	3,47	
103	972,7-975,7; 977,3-981,5; 991,5-992,4; 995,2-997,2; 998-999,6 Гл. отбора – 972,2 м	Ю-IV+V	03.04.2021	1	9,82	39,4	4,95	20,38	18,44	1,045	4,35	0,878	0,9052	12,38	8,37	3,70	АО «НИПИнефтегаз»
				2			5,97	23,50	21,35	1,051	4,82	0,879	0,9086	11,03	8,35	3,56	
				3			5,73	22,27	20,14	1,044	4,20	0,879	0,9042	13,19	9,41	3,50	
Среднее по скважине 103							5,55	22,05	19,98	1,047	4,46	0,879	0,906	12,20	8,71	3,59	
120	969,5-971,2; 975,0-977,7; 989,5-990,7; 993,8-997,8	Ю-IV+V	27.10.2021	2	9,55	38,48	8,00	34,02	30,64	1,073	6,83	0,859	0,901	6,10	11,51	3,88	АО «НИПИнефтегаз»
				3			8,03	33,15	29,92	1,074	6,86	0,860	0,903	6,20	11,67	3,78	
Среднее по скважине 120							8,02	33,59	30,28	1,074	6,85	0,859	0,902	6,15	11,59	3,83	
Среднее по горизонту Ю-IV+V							5,91	23,64	21,32	1,048	4,55	0,875	0,902	12,52	8,52	3,60	
Горизонт Ю-V																	
32	992,0-1001,0	Ю-V	08.09.2008	1	8,92	39,0	6,5	31,34	27,91	1,048	4,62	0,860	0,890	8,50	9,41	4,29	АО «НИПИнефтегаз»
				2			6,3	30,85	27,47	1,045	3,15	0,861	0,891	8,50	9,14	4,36	
				3			6,6	31,01	27,61	1,046	3,63	0,860	0,887	8,30	9,62	4,18	
Среднее по скважине 32							6,47	31,10	27,70	1,046	3,80	0,860	0,890	8,50	9,39	4,28	
35	992,0– 999,5	Ю-V	19.06.2013	1	10,9	40,0	5,99	41,53	37,19	1,142	12,40	0,809	0,896	3,84	28,20	6,21	АО «НИПИнефтегаз»
				2			6,17	46,02	41,25	1,154	13,30	0,803	0,897	3,42	30,40	6,69	
Среднее по скважине 35							6,08	43,78	39,22	1,148	12,90	0,806	0,896	3,63	29,30	6,45	
32*	992,0-1001,0	Ю-V	05.06.2009	1	10,1	39,0	10,12	39,55	35,25	1,069	6,45	0,857	0,891	1,98	9,56	3,48	АО «НИПИнефтегаз»
				2			10,12	41,02	36,76	1,072	6,72	0,856	0,896	1,90	9,45	3,63	
Среднее по горизонту Ю-V							6,31	36,15	32,29	1,087	7,43	0,839	0,892	6,51	17,35	5,15	
Среднее по II объекту разработки							6,06	28,45	25,54	1,0629	5,65	0,861	0,898	10,21	11,92	4,20	
III объект разработки																	
Горизонт Ю-VIII																	
Э-10*	1058,6-1061,5; 1063,2-1064,0; Гл.отбора-900 м	Ю-VIII	22.07.2018	1	10,01	37,1	10,01	43,57	38,33	1,088	8,09	0,833	0,880	6,33	21,18	3,83	АО «НИПИнефтегаз»
				3			10,01	46,37	40,87	1,095	8,68	0,83	0,881	6,48	22,14	4,08	
Э-11*	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4; Гл.отбора-1045 м	Ю-VIII	11.01.2019	1	10,2	42,4	1,56	5,54	4,90	1,024	2,34	0,867	0,883	14,38	7,30	3,14	АО «НИПИнефтегаз»
				2			2,94	9,10	8,04	1,031	3,01	0,864	0,883	14,18	7,58	2,73	
				3			0,88	4,64	4,10	1,020	1,96	0,869	0,883	16,32	7,24	4,66	
Э-11	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4; Гл.отбора-330 м	Ю-VIII	09.02.2019	2	10,2	42,4	7,42	30,18	26,56	1,066	6,19	0,853	0,880	7,14	12,16	3,58	АО «НИПИнефтегаз»
				3*			5,35	24,72	21,76	1,058	5,48	0,854	0,880	7,70	10,56	4,07	
Среднее по горизонту Ю-VIII							7,42	30,18	26,56	1,066	6,19	0,853	0,880	7,14	12,16	3,58	
Горизонт Ю-IX																	
ЭР-16*	1100,3-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2	Ю-IX	09.02.2019	1	9,6	37,2	2,7	9,74	8,53	1,054	5,12	0,839	0,876	11,3	8,52	3,16	АО «НИПИнефтегаз»
				2			2,36	8,51	7,45	1,050	4,76	0,841	0,876	11,14	8,19	3,16	
				3			2,74	11,78	10,32	1,055	5,21	0,841	0,876	11,26	8,40	3,77	
Горизонт Ю-X																	
Э-2*	1135,6-1139,1; Гл. отбора – 800 м	Ю-X	10.03.2019	1	8,97	38,0	1,65	8,17	7,18	1,024	2,34	0,865	0,879	11,62	9,04	4,35	АО «НИПИнефтегаз»
				2			1,64	8,10	7,12	1,027	2,63	0,863	0,879	12,20	8,70	4,34	

Продолжение таблицы 1.1.6.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
109*	1131,0-1134,0, 1136,0-1141,0; Гл. отбора – 1130,5 м	Ю-Х	26.04.2021	1	12,4	44,3	1,79	4,57	4,06	1,014	1,33	0,881	0,889	8,41	7,29	2,29	АО «НИПИнефтегаз»
				2			2,47	6,72	5,91	1,016	1,53	0,873	0,879	8,00	8,24	2,42	
				3			1,47	2,45	2,22	1,011	1,05	0,898	0,907	8,40	7,27	1,53	
130	1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5; Гл. отбора - 750 м	Ю-Х	27.12.2024	1	7,9	35,6	6,56	30,75	26,88	1,059	5,61	0,843	0,874	10,67	9,35	4,15	АО «НИПИнефтегаз»
				2*			7,69	39,22	34,29	1,072	6,71	0,838	0,874	9,90	9,70	4,52	
				3*			7,90	41,36	36,17	1,076	7,08	0,836	0,874	9,57	10,14	4,64	
Среднее по горизонту Ю-Х							6,56	30,75	26,88	1,059	5,61	0,843	0,874	10,67	9,35	4,15	
Среднее по III объекту разработки							6,99	30,47	26,72	1,063	5,90	0,848	0,877	8,91	10,76	3,87	
Примечание: * – пробы неrepresentative																	

I объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти I объекта разработки месторождения Каратурун Морской не изучались и взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас (усреднённое значение по Ю-I и Ю-II).

Давление насыщения составляет 7,33 МПа, газосодержание 27,55 м³/т, объемный коэффициент нефти составляет 1,125 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти: 16,30 мПа*с и 0,847 г/см³ соответственно.

II объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти II объекта разработки приняты по результатам исследований 13 проб пластовой нефти из скважин 32, 35 (горизонт Ю-V) и 34, 103,120 (горизонт Ю-IV+V).

Результаты исследований скважины 32 от 05.06.2009 г. признаны некондиционными, так как были отобраны в двухфазном состоянии. После перевода проб, давление в ячейке поднимали выше пластового и перемешивали пробы с помощью автоматической мешалки в течение 12 часов, но образцы не смешивались. Далее избыток газа был выпущен, а с оставшимися пробами были проведены дальнейшие PVT-исследования. Давление насыщения было принято на уровне пластового, т.к. пробы пластовой нефти в пластовых условиях находились в двухфазном состоянии. Эти результаты не учитывались при усреднении данных.

Давление насыщения по II объекту разработки составляет в среднем 6,06 МПа, газосодержание 28,45 м³/т, объемный коэффициент нефти составляет 1,063 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти: 10,21 мПа*с и 0,861 г/см³ соответственно.

III объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти III объекта разработки приняты по результатам исследований пробы № 2 из скважины Э-11 (горизонт Ю-VIII).

Остальные пробы признаны непредставительными и результаты их исследований не рассматривались.

Скважина Э-10 (интервал перфорации 1058,6-1061,5; 1063,2-1064 м)

22 июля 2018 г. отобранные три пробы пластовой нефти с глубины 900 м были в двухфазном состоянии с избытком газовой фазы ($P_{пл}=P_{нас.}$). Данные параметры пластового флюида признаны некондиционными и в усреднении свойств не принимали участие.

Скважина Э-11 (интервал перфорации 1061-1065; 1067-1068,4 м)

11 января 2019 г. были отобраны три глубинные пробы пластовой нефти (глубина отбора – 1045 м). При пластовых условиях (10,23 МПа, 42,35 °С) все три пробы были

частично дегазированы. Повторный отбор проб от 26.01.19 г. с той же глубины оказался некондиционным (приемные камеры содержали только пластовую воду и газ).

9 февраля 2019 г. по горизонту Ю-VIII Недропользователем были проведены дополнительные ГДИс-исследования с отбором проб. По полученным результатам было отмечено, что плотность нефтяного флюида соответствует глубине 330 м. Одна из трех отобранных проб содержала водную и газовую фазу, а по двум другим был проведен полный комплекс PVT-исследований с получением параметров пластового флюида. Давление насыщения по одной из проб составило 7,42 МПа, по второй – 5,35 МПа. В связи с разбросом значений необходимо было бы признать пробы некондиционными, однако, ввиду отсутствия других данных, подсчетные параметры пластовой нефти горизонта Ю-VIII принимаются по исследованиям пробы № 2 от 09.02.2019 г. В дальнейшем свойства флюидов горизонта Ю-VIII должны будут уточняться.

Пробы пластовой нефти из скважин Э-2 и ЭР-16 *продуктивных горизонтов Ю-IX и Ю-X* содержали малое количество газа (проба № 3 из скв. Э-2 полностью дегазирована) и не были приняты для описания свойств пластовой нефти. Результаты исследований проб из скважины 109 также не использовались из-за заниженных значений.

Из скважины 130 в декабре 2024 г. были отобраны 3 параллельные пробы пластовой нефти (интервалы перфорации – 1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5 м гл. отбора – 750 м). Две пробы отбраковываются из-за возможно частичного разгазирования, поскольку давление насыщения по данным пробам максимально приближено или равно пластовому.

Давление насыщения по III объекту разработки составляет 6,99 МПа, газосодержание 30,47 м³/т, объемный коэффициент нефти – 1,063 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти – 8,91 мПа*с и 0,848 г/см³ соответственно.

В таблице 1.1.6.1.2 представлены средние значения параметров, диапазоны изменения и количество исследований пластовой нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г. по продуктивным горизонтам, в таблице 1.1.6.1.3 - по объектам разработки.

Поскольку исследований пластовой нефти по I объекту не проводилось, значения взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас (усреднённое значение по Ю-I и Ю-II).

Таблица 1.1.6.1.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт Ю-IV+V				
Давление насыщения, МПа	3	8	4,43-8,03	5,91
Газосодержание, м ³ /т	3	8	16,32-34,02	23,64
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	3	8	1,030-1,074	1,048
Плотность пластовой нефти, г/см ³	3	8	0,859-0,882	0,875
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	8	6,10-18,21	12,52
Горизонт Ю-V				
Давление насыщения, МПа	2	5	5,99-6,60	6,31
Газосодержание, м ³ /т	2	5	30,85-46,02	36,15
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	2	5	1,045-1,154	1,087
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	5	0,803-0,861	0,839
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	5	3,42-8,50	6,51
Горизонт Ю-VIII				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	7,42
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	30,18
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	1	1	-	1,066
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,853
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	7,14
Горизонт Ю-X				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	6,56
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	30,75
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	1	1	-	1,059
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,843
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	10,67

Таблица 1.1.6.1.3 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти объектам разработки

Параметры	Объекты разработки		
	I*	II	III
Давление насыщения, МПа	7,33	6,06	6,99
Газосодержание: м ³ /т	27,55	28,45	30,47
м ³ /м ³	23,45	25,54	26,72
Объёмный коэффициент	1,125	1,063	1,063
Усадка, %	12,85	5,65	5,90
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,847	0,861	0,848
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	16,3	10,21	8,91
Примечание: * - значения взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас			

1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения

Всего по состоянию изученности на 01.04.2025 г. на месторождении Каратурун Морской были исследованы 26 проб дегазированной нефти, отобранная с юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Лабораторные исследования проб нефти проводились в лабораториях ГрозНИИ, ЦЛ «ГНГТ», АО «НИПИнефтегаз» и АО «КазНИПИМунайгаз».

I объект разработки представлен результатами исследований 2-х проб нефти из скважин 18, 133 горизонта Ю-I и 2-х проб нефти из скважин 18, 22 горизонта Ю-II.

В начале 2025 г. отобрана устьевая проба нефти из скважины 133 (интервалы

перфорации – 883,9-887,0; 918,6-921,1 м). Интервалы перфорации принадлежат совместно горизонтам Ю-I+Ю-II. Основной приток идёт с горизонта Ю-I и свойства данной пробы рассматриваются по горизонту Ю-I.

II объект разработки представлен результатами исследований 2-х проб из скважины 18 горизонта Ю-IV, 5 проб из скважин Э-7, 18, 21, 32, 126 горизонта Ю-V.

III объект разработки представлен результатами исследований 4-х проб нефти из скважин Э-10, Э-11 горизонта Ю-VIII, 5 проб из скважин ЭР-16, 125, 129 горизонта Ю-IX и 6 проб из скважин Э-2, ЭР-18, 130 горизонта Ю-X.

Все результаты исследований дегазированной нефти, полученные по состоянию изученности на 01.04.2025 г. представлены в таблице 1.1.6.2.1, где приведены средние значения в пределах продуктивных горизонтов и объектов разработки.

Из таблицы 1.1.6.2.1 видно, что нефть всех юрских горизонтов месторождения Каратурун Морской характеризуется тяжелым составом.

Характеристика физико-химических свойств дегазированной нефти приводится в целом по месторождению Каратурун Морской.

Плотность нефти юрских горизонтов, определенная при температуре 20 °С в зависимости от продуктивного горизонта, колеблется от 0,8770 до 0,9067 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С колеблется от 26,79 до 137,50 мм²/с, а при температуре 50 °С от 9,43 до 29,44 мм²/с.

Содержание парафинов находится в диапазоне 2,40-4,30 % масс., нефть является парафинистой. Температура плавления парафинов определялась только по двум пробам и находится в диапазоне 56-57 °С. Содержание асфальто-смолистых веществ находится в диапазоне 5,27-16,10 % масс. По содержанию общей серы нефть по всем горизонтам можно отнести к классу сернистой нефти, т.к. содержание общей серы в зависимости от горизонта колеблется от 0,63 до 1,42 % масс.

Из таблицы 1.1.6.2.1 видно, что в результатах по определению температуры застывания наблюдается большой разброс от минус 19 до плюс 0 °С.

Объемный выход светлых фракций в дегазированной нефти, выкипающий до температуры 300 °С, представлен диапазоном от 26 до 37 %.

Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С низок и находится в диапазоне от 2 до 8 % об.

В таблице 1.1.6.2.2 представлены диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г., определённые по объектам разработки.

Результаты исследований, представленные в таблицах 1.1.6.2.1, 1.1.6.2.2, характеризуют дегазированную нефть юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X месторождения Каратурун Морской как тяжёлую и битуминозную, смолистую, сернистую, парафинистую, с низким выходом светлых фракций.

Впроекте представлены данные по изучению содержания микроэлементов в сырой нефти месторождений Каратурун Восточный и Каратурун Морской.

Концентрации редких металлов в нефтях месторождений Каратурун Восточный и Морской незначительны и промышленного значения не имеют.

Таблица 1.1.6.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Плотность при 20 °С, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при				Содержание, % масс.					Хлористые соли, мг/дм ³	Кислотное число, мг КОН/г	Температура, °С				Выход фракций, % об. при				Исполнитель
				20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	Парафины	Асфальто-смолистые вещества	Сера общая	Коксуемость	Зольность			Вспышки в з/г	Плавления парафина	Застывания	Начала кипения	200 °С	250 °С	300 °С	350 °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
I объект разработки																							
Горизонт Ю-I																							
18	886,0-893,0	02.1981	0,9067	137,50	72,51	36,06	29,44	-	-	1,42	3,40	0,01	600	-	100	-	-	182	3	13	29	-	ЦЛ ГНГГ
133	883,9-887,0; 918,6-921,1	13.01.2025	0,9282	380,60	-	100,0	24,67	2,10	16,50	1,51	-	0,07	59759	-	91	-	-	199	-	6	25	37	АО НИПИнефтегаз
Среднее по горизонту Ю-I			0,9175	259,05	72,51	68,03	27,06	2,10	16,50	1,47	3,40	0,039	30180	-	95,5	-	-	191	3	9,5	27	37	
Горизонт Ю-II																							
22	912,0-916,0	09.1986	0,8928	50,30	30,95	20,75	14,46	4,30	16,10	0,90	1,60	0,06	-	-	83	56	-	194	-	18	37	-	ЦЛ ГНГГ
18	915,0-920,0	12.1980	0,9122	180,60	94,77	56,04	35,35	-	-	0,79	3,13	0,01	83	-	110	-	-	224	-	6	26	-	ЦЛ ГНГГ
Среднее по горизонту Ю-II			0,9025	115,50	62,86	38,40	24,91	4,30	16,10	0,85	2,37	0,04	83	-	97	56	-	209	-	12	32	-	
Среднее по I объекту			0,9100	187,25	66,08	53,21	25,98	3,20	16,30	1,16	2,71	0,04	20147	-	96	56	-	200	3	11	29	37	
II объект разработки																							
Горизонт Ю-IV																							
18	970,0-976,0	12.1980	0,8936	64,60	36,41	23,97	17,42	-	-	1,47	2,3	0,01	138	-	86	-	-	195	-	11	31	-	ЦЛ ГНГГ
18	970,0-976,0	11.1980	0,8953	-	-	-	-	3,40	6,50	0,60	1,6	-	497	-	92	-	1	-	2	-	-	37	ГрозНИИ
Среднее по горизонту Ю-IV			0,8945	64,60	36,41	23,97	17,42	3,40	6,50	1,04	2,0	0,01	318	-	89	-	1	195	2	11	31	37	
Горизонт Ю-V																							
Э-7	1027,0-1029,1; 1031,5-1032,7	19.11.2016	0,9000	179,50	-	60,10	38,10	2,70	-	0,28*	-	2,4	400	-	90	-	-27	121	11	17	23	-	АО КазНИПИмунайгаз
18	988,0-997,0	10.1980	0,8963	-	-	-	-	3,70	6,90	0,80	2,1	0,07	480	0,03	82	-	5	-	2	-	-	38	ГрозНИИ
21	993,0-999,0	12.1980	0,9110	169,40	87,21	56,05	34,74	-	-	1,44	2,17	0,02	110	-	109	-	-	220	-	4	22	-	ЦЛ ГНГГ
32	992,0-1001,0	08.2007	0,8914	55,78	34,74	14,96	-	2,30	8,00	0,70	-	-	121	-	-	57	-36	148	3	-	28	-	АО НИПИнефтегаз
126	991,0-992,4; 995,4-996,3	05.06.2024	0,8896	58,58	-	22,24	15,06	2,20	6,50	0,81	-	0,12	1108,6	-	59	-	-	155	3,5	14	29	47	АО НИПИнефтегаз
Среднее по горизонту Ю-V			0,8977	115,82	60,98	38,34	29,30	2,73	7,13	0,94	2,14	0,65	443,9	0,03	85	57	-19	165	5	12	26	43	
Среднее по II объекту			0,8967	105,57	52,79	35,46	26,33	2,86	6,98	0,97	2,04	0,52	407,8	0,03	86,3	57	-14	173	4	12	27	41	
III объект разработки																							
Горизонт Ю-VIII																							
Э-10	1058,6-1061,5; 1063,2-1064,0	22.07.2018	0,8816	38,84	19,25	-	11,42	2,90	5,80	1,90	-	0,134	56,1	-	-	-	-12	168	4	13	36	51	АО НИПИнефтегаз
Э-11	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4	11.01.2019	0,8834	43,13	25,96	-	12,15	-	-	0,66	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
Э-11	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4	09.02.2019	0,8803	31,98	18,65	-	10,95	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	-9	-	-	-	-	-	
Среднее по горизонту Ю-VIII			0,8818	37,98	21,287	-	11,51	2,90	5,80	1,06	-	0,134	56,1	-	-	-	-7	168	4	13	36	51	
Горизонт Ю-IX																							
ЭР-16	1100,3-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2	09.02.2019	0,8757	25,00	15,13	-	9,35	-	-	0,66	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
			0,8756	23,42	14,66	-	9,31	-	-	0,60	-	-	-	-	-	-	-3	-	-	-	-	-	
			0,8763	25,12	15,34	-	9,36	-	-	0,67	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	
125	1102,3-1104,0; 1109,9-1110,8	17.10.2024	0,8777	29,77	-	12,93	9,38	2,5	6,5	0,59	-	0,10	815,9	-	45	-	-	140	4	16	35	53	АО НИПИнефтегаз
129	1107,1-1108,1	29.10.2024	0,8797	30,65	-	11,42	9,74	2,3	5,9	0,63	-	0,06	21676	-	48	-	-	157	4	16	35	54	АО НИПИнефтегаз
Среднее по горизонту Ю-IX			0,8770	26,79	15,04	12,18	9,43	2,4	6,2	0,63	-	0,08	11245	-	47	-	0	149	4	16	35	54	

Продолжение таблицы 1.1.6.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Горизонт Ю-Х																							
Э-2	1135,6-1139,1	25.01.2019	0,8778	30,45	18,85	-	9,22	3,00	3,30	0,65	-	0,26	1047,6	-	47	-	-3	133	4,5	17	36	54	АО НИПИнефтегаз
		10.03.2019	0,8789	29,22	18,68	-	9,29	-	-	0,78	-	-	-	-	-	-	-9	-	-	-	-	-	
			0,8793	22,72	18,58	-	9,35	-	-	0,77	-	-	-	-	-	-	-6	-	-	-	-	-	
			0,8782	22,96	18,29	-	9,34	-	-	0,78	-	-	-	-	-	-	-3	-	-	-	-	-	
ЭР-18	1105,9-1108,1	19.03.2019	0,8817	32,23	19,47	-	11,39	3,40	6,30	0,66	-	0,167	51634	-	-	-	0	158	4	14	30	55	АО НИПИнефтегаз
130	1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5	22.12.2024	0,8756	25,70	-	11,81	8,52	2,90	6,20	0,62	-	0,07	4424	-	28	-	-	118	15	32	46	58	АО НИПИнефтегаз
Среднее по Ю-Х			0,8786	27,21	18,77	11,81	9,52	3,10	5,27	0,71	-	0,16	19035	-	38	-	-4	136	8	21	37	56	
Среднее по III объекту			0,8788	29,29	18,26	12,05	9,88	2,83	5,67	0,75	-	0,13	13276	-	42	-	-4	146	6	18	36	54	
Примечание: * – результат отбракован																							

Таблица 1.1.6.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию на 01.04.2025 г.

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки				
Плотность, г/см ³ при 20 °С	3	4	0,8928-0,9282	0,9100
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	3	4	50,30-380,60	187,25
при 50 °С	3	4	14,46-35,35	25,98
Температура застывания, °С	-	-	-	-
Массовое содержание, %				
- парафина	2	2	2,10-4,30	3,20
- серы общей	3	4	0,79-1,51	1,16
- асфальто-смолистых веществ	2	2	16,10-16,50	16,30
Температура начала кипения, °С	3	4	182-224	200
Объемный выход фракций, %				
до 250 °С	3	4	6-18	11
до 300 °С	3	4	25-37	29
до 350 °С	1	1	-	37
II объект разработки				
Плотность, кг/м ³ при 20 °С	5	7	0,8896-0,9110	0,8967
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	5	5	55,78-179,50	105,57
при 50 °С	4	4	15,06-38,10	26,33
Температура застывания, °С	3	4	(-36)-1	-14
Массовое содержание, %				
- парафина	4	5	2,20-3,70	2,86
- серы общей	4	6	0,60-1,47	0,97
- асфальто-смолистых веществ	3	4	6,50-8,00	6,98
Температура начала кипения, °С	5	5	148-220	173
Объемный выход фракций, %				
до 250 °С	4	4	4-17	12
до 300 °С	4	4	22-31	27
до 350 °С	2	3	37-47	41
III объект разработки				
Плотность, г/см ³ при 20 °С	8	15	0,8756-0,8834	0,8788
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	8	15	22,72-43,13	29,29
при 50 °С	8	15	8,52-12,15	9,88
Температура застывания, °С	5	12	(-12)-3	-4
Массовое содержание, %				
- парафина	6	6	2,20-3,40	2,83
- серы общей	8	15	0,59-1,90	0,75
- асфальто-смолистых веществ	6	6	3,30-6,50	5,67
Температура начала кипения, °С	6	6	118-168	146
Объемный выход фракций, %				
до 250 °С	6	6	13-32	18
до 300 °С	6	6	30-46	36
до 350 °С	6	6	51-58	54

1.1.6.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа

В данном разделе по состоянию изученности на 01.04.2025 г. представлены свойства нефтяного газа, полученные в результате исследований 39 проб газа однократного разгазирования пластовой нефти, полученных при исследовании глубинных проб нефти.

Все результаты исследования нефтяного газа приведены в таблице 1.1.6.3.1.

I объект разработки

I объект разработки не представлен исследованиями растворённого газа.

II объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа II объекта разработки представлен результатами исследований 15 проб газа, полученным в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 32, 34, 35, 103, 120 и Э-11.

Пробы газа из скважины 32 от 05.06.09 г. отбракованы, в связи с тем, что параллельные пробы газа по составу значительно различаются и пластовые пробы нефти, из которых выделен растворенный газ, признаны непредставительными.

Компонентный состав принят по результатам исследования 13 проб газа.

Содержание метана составляет в среднем 89,43 % мольн., этана – 6,60 % мольн., пропана – 0,83 % мольн., бутанов – 0,40 % мольн. Содержание углеводородных компонентов составляет: углекислого газа – 0,15 % мольн. и азота – 2,28 % мольн., сероводород отсутствует.

III объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа III объекта разработки представлен результатами исследований 24 проб газа, полученными в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин Э-2, Э-10, Э-11, ЭР-16, 109 и 130.

Таблица 1.1.6.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольн.												Плотность газа, кг/м³	Организация-исполнитель
			Гелий	Водород	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+высшие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
II объект разработки																
Горизонт Ю-IV+V																
34	976,0-980,0; 993,0-1004,0	04.06.2009	-	-	0,09	0,51	88,09	9,01	1,51	0,60	0,06	0,07	0,03	0,03	0,758	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,02	0,05	88,08	9,42	1,56	0,64	0,10	0,06	0,02	0,05	0,76	
			-	-	0,07	0,00	89,84	8,00	1,30	0,59	0,07	0,06	0,03	0,04	0,747	
Среднее по скважине 34			-	-	0,06	0,19	88,67	8,81	1,46	0,61	0,08	0,06	0,03	0,04	0,755	
103	972,7-975,7; 977,3-981,5; 991,5-992,4; 995,2-997,2; 998,0-999,6 Гл. отбора – 972,2 м	03.04.2021	-	-	0,25	3,56	91,30	3,38	0,25	0,15	0,12	0,20	0,21	0,59	0,745	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,26	3,80	91,94	2,90	0,17	0,13	0,02	0,06	0,04	0,69	0,737	
			-	-	0,25	3,70	92,35	2,77	0,16	0,12	0,02	0,04	0,02	0,58	0,731	
Среднее по скважине 103			-	-	0,25	3,69	91,86	3,01	0,20	0,13	0,05	0,10	0,09	0,62	0,738	
120	969,5-971,2; 975,0-977,7; 989,5-990,7; 993,8-997,8	27.10.2021	-	-	0,24	1,21	93,89	4,33	0,19	0,07	0,01	0,02	0,01	0,03	0,708	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,24	2,57	94,11	2,67	0,17	0,12	0,02	0,04	0,02	0,05	0,707	
Среднее по скважине 120			-	-	0,24	1,89	94,00	3,50	0,18	0,09	0,02	0,03	0,01	0,04	0,708	
Среднее по горизонту Ю-IV+V			-	-	0,18	1,93	91,20	5,31	0,66	0,30	0,05	0,07	0,05	0,26	0,737	
Горизонт Ю-V																
32	992,0-1001,0	08.09.2008	-	-	0,03	3,60	85,27	9,58	0,86	0,41	0,08	0,05	0,03	0,09	0,767	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,08	3,51	83,34	11,56	0,78	0,46	0,11	0,04	0,02	0,10	0,779	
			-	-	0,04	3,64	85,24	9,51	0,84	0,43	0,09	0,07	0,06	0,08	0,767	
Среднее по скважине 32			-	-	0,05	3,58	84,62	10,22	0,83	0,43	0,09	0,05	0,04	0,09	0,771	
32*	992,0-1001,0	05.06.2009	-	-	0,05	3,97	93,06	2,76	0,10	0,04	0,01	0,01	0,00	0,00	0,707	
			-	-	0,01	4,34	87,00	7,38	0,73	0,36	0,07	0,04	0,03	0,04	0,753	
35	992,0 – 999,5	19.06.2013	-	-	0,27	1,13	88,93	7,36	1,68	0,39	0,06	0,08	0,03	0,09	0,753	
			-	-	0,171	2,31	90,27	5,26	1,34	0,31	0,07	0,08	0,03	0,17	0,743	
Среднее по горизонту Ю-V			-	-	0,12	2,84	86,61	8,65	1,10	0,40	0,08	0,06	0,03	0,11	0,762	
Среднее по II объекту разработки			-	-	0,15	2,28	89,43	6,60	0,83	0,34	0,06	0,07	0,04	0,12	0,746	
III объект разработки																
Горизонт Ю-VIII																
Э-10	1058,6-1061,5; 1063,2-1064 ,0 Гл.отбора – 900 м	22.07.2018	-	-	0,17	4,07	94,30	1,29	0,03	0,02	0,003	0,013	0,006	0,099	0,703	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,31	0,82	94,64	3,85	0,11	0,08	0,014	0,033	0,016	0,128	0,707	
			-	-	0,17	4,07	94,30	1,29	0,03	0,02	0,003	0,013	0,006	0,099	0,703	
			-	-	0,18	3,96	94,55	1,27	0,02	0,01	0,001	0,003	0,000	0,001	0,697	
			-	-	0,15	3,56	94,81	1,36	0,03	0,02	0,003	0,01	0,00	0,07	0,70	
Э-11 пуст.	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 Гл.отбора – 1045 м	26.01.2019	-	-	0,23	3,20	94,81	1,69	0,03	0,02	0,00	0,01	0,00	0,02	0,698	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,23	3,32	94,68	1,71	0,03	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00	0,698	
Э-11*	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 Гл.отбора – 1045 м	11.01.2019	0,007	0,208	0,33	3,34	86,39	8,15	0,30	0,18	0,15	0,13	0,15	0,67	0,774	АО «НИПИнефтегаз»
			0,007	0,217	0,29	2,97	88,58	6,96	0,23	0,14	0,03	0,05	0,04	0,48	0,750	
			0,001	0,243	0,34	0,62	90,25	7,79	0,21	0,11	0,02	0,04	0,02	0,41	0,738	
Э-11	1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 Гл.отбора – 330 м	09.02.2019	0,033	0,005	0,15	4,89	92,91	1,62	0,17	0,02	0,01	0,02	0,01	0,17	0,713	АО «НИПИнефтегаз»
			0,032	0,008	0,15	4,95	92,09	1,53	0,29	0,10	0,01	0,07	0,06	0,72	0,735	
			0,024	0,007	0,17	4,55	93,05	1,74	0,19	0,04	0,01	0,03	0,03	0,17	0,713	
Среднее по горизонту Ю-VIII			0,030	0,007	0,19	3,74	94,01	1,73	0,09	0,04	0,01	0,02	0,01	0,15	0,707	
Горизонт Ю-IX																
ЭР-16	1100,3-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2	09.02.2019	0,013	0,005	0,059	3,303	94,04	1,859	0,15	0,12	0,05	0,05	0,03	0,33	0,714	АО «НИПИнефтегаз»
			0,01	0,005	0,03	3,16	94,30	1,87	0,14	0,12	0,04	0,04	0,02	0,29	0,711	
			0,013	0,005	0,09	3,65	93,72	1,88	0,16	0,14	0,04	0,05	0,02	0,24	0,713	
Среднее по горизонту Ю-IX			0,012	0,005	0,06	3,37	94,02	1,87	0,15	0,13	0,04	0,04	0,02	0,29	0,713	
Горизонт Ю-X																

Продолжение таблицы 1.1.6.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Э-2	1135,6-1139,1 Гл. отбора – 800 м	10.03.2019	0,008	0,008	0,09	5,35	92,11	0,67	0,28	0,23	0,26	0,19	0,22	0,59	0,740	АО «НИПИнефтегаз»
			0,006	0,008	0,06	2,14	96,31	0,57	0,09	0,18	0,06	0,1	0,06	0,42	0,706	
Среднее по скважине Э-2			0,007	0,008	0,08	3,75	94,21	0,62	0,18	0,21	0,16	0,15	0,14	0,50	0,723	
109	1131,0-1134,04; 1136,0-1141,0 Гл. отбора – 1130,5 м	26.04.2021	-	-	1,21	1,41	95,60	1,54	0,07	0,10	0,02	0,03	0,01	0,02	0,703	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,30	5,93	93,03	0,69	0,01	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00	0,706	
			-	-	0,49	4,24	94,02	1,06	0,04	0,08	0,01	0,03	0,01	0,02	0,703	
Среднее по скважине 109			-	-	0,67	3,86	94,22	1,10	0,04	0,07	0,01	0,02	0,01	0,01	0,704	
130	1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5 Гл. отбора – 750 м	27.12.2024	-	-	0,36	2,37	90,18	5,59	0,36	0,71	0,11	0,18	0,04	0,11	0,743	АО «НИПИнефтегаз»
			-	-	0,48	2,01	91,55	4,54	0,27	0,63	0,10	0,18	0,04	0,19	0,737	
			-	-	0,31	0,79	92,70	4,57	0,27	0,64	0,10	0,19	0,04	0,39	0,735	
Среднее по скважине 130			-	-	0,38	1,72	91,48	4,90	0,30	0,66	0,11	0,18	0,04	0,23	0,738	
Среднее по горизонту Ю-Х			0,007	0,008	0,41	3,03	93,19	2,40	0,17	0,32	0,08	0,11	0,05	0,22	0,722	
Среднее по III объекту разработки			0,017	0,006	0,26	3,42	93,70	2,01	0,13	0,16	0,04	0,06	0,03	0,19	0,713	
Примечание: * – отбракованные пробы																

При усреднении не учитывались пробы газа, полученные при исследовании пластовой нефти из скважины Э-11 от 11.01.2019 г. Глубинные пробы пластовой нефти отбракованы из-за малой газонасыщенности (пробы частично разгазированы), а газ отличался более тяжёлым составом.

Содержание метана составляет в среднем 93,70 % мольн., этана – 2,01 % мольн., пропана – 0,13 % мольн., бутанов – 0,20 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,26 % мольн., азота – 3,42 % мольн., гелия – 0,017 % мольн., водорода – 0,006 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 0,713 кг/м³.

Растворённый в нефти газ месторождения Каратурун Морской характеризуется как «полусухой», с низким содержанием гомологов метана.

В таблице 1.1.6.3.2 представлены усреднённые значения компонентов растворённого газа месторождения Каратурун Морской по объектам разработки.

Таблица 1.1.6.3.2 - Месторождение Каратурун Морской. Усреднённые составы растворённого газа по состоянию на 01.04.2025 г.

Компоненты	Объекты разработки	
	II	III
	Содержание, % мольн.	
Гелий	-	0,017
Водород	-	0,006
Углекислый газ	0,15	0,26
Азот	2,28	3,42
Метан	89,43	93,70
Этан	6,60	2,01
Пропан	0,83	0,13
i-Бутан	0,34	0,16
n-Бутан	0,06	0,04
i-Пентан	0,07	0,06
n-Пентан	0,04	0,03
Гексан + высшие	0,20	0,19
Плотность газа, г/см ³	0,746	0,713

1.1.6.4 Компонентный состав и свойства свободного газа

Компонентный состав свободного газа месторождения Каратурун Морской не изучался. Вся информация, приведённая ниже, взята из отчёта ПЗ-1989 г.

Состав свободного газа был изучен по 2 пробам из скважины 26 продуктивного горизонта Ю-I месторождения Каратурун Морской.

Результаты исследований приведены в таблице 1.1.6.4.1. Как видно из таблицы, газ месторождения Каратурун Морской характеризуется высоким содержанием метана (98 %). Концентрация этан-бутановых гомологов не превышает 1,52 % мольн. и не представляет промышленного интереса. Количество тяжёлых углеводородов C₅₊ находятся в пределах 0,32-0,54 % мольн.

Таблица 1.1.6.4.1 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав свободного газа

Скважина	26		Среднее значение
Горизонт	Ю-I		
Интервал отбора	1023,0-1031,0		
Компоненты	Содержание, % мольн.		
Метан	98,16	98,21	98,18
Этан	0,91	0,36	0,63
Пропан	0,43	0,56	0,49
изо-Бутан	0,06	0,12	0,09
н-Бутан	0,12	0,12	0,12
изо-Пентан	0,06	0,12	0,09
н-Пентан	0,2	0,3	0,25
Гексан	0,06	0,12	0,09

По своему составу газ месторождения Каратурун Морской аналогичен свободному газу месторождения Каламкас.

1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона

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

Месторождение Каратурун Морской расположено в северо-западной части полуострова Бузачи в пределах Прикаспийской низменности.

Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных слоистых озерно-морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки и луговые засоленные приморские почвы, менее распространены бурые засоленные почвы и пески мелкобугристые. Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малое количество осадков, высокие летние температуры, определившие преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья.

Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля. Основным источником засоления служат почвообразующие породы, представленные морскими засоленными отложениями, а также соли, поступающие от минерализованных грунтовых вод. Немаловажное значение имеет биогенная аккумуляция солей, а также перенос солей воздушными потоками с акватории моря (импульвиризация).

В почвах тип засоления по анионам различный: хлоридный, сульфатно-хлоридный (редко отмечается присутствие соды), хлоридно-сульфатный, в составе катионов преобладают натрий, натрий и кальций.

В пределах исследуемой территории были выделены следующие почвы:



- бурые супесчаные и песчаные;
- бурые солонцевато-солончаковые супесчаные и песчаные;
- луговые приморские засоленные супесчаные и песчаные почвы;
- примитивные приморские;
- солончаки приморские маршевые;
- солончаки типичные (корково-пухлые);
- солончаки соровые;
- пески эоловые мелкобугристые слабозакрепленные.

Бурые почвы

Бурые почвы на описываемой территории встречаются преимущественно в комплексах с солончаками типичными (корково-пухлыми) и соровыми.

Сформировались они на бэровских буграх и ранне- и позднихвалынской увалисто-волнистой равнине полуострова Бузачи в условиях, исключающих влияние грунтовых вод и дополнительного поверхностного увлажнения на процессы почвообразования. Грунтовые воды (в основном сильно - минерализованные) залегают глубже 6 м.

Увлажнение почв происходит за счет атмосферных осадков, количество которых способно обеспечить нормальный рост и развитие растений лишь в течение короткого весеннего периода. Водный режим непромывной.

Почвообразующими породами служат засоленные аллювиально-морские отложения различного (чаще легкого) механического состава.

Растительный покров представлен белоземельно-полынно-кейреуковыми, кейреуковыми, биюргуново-эфмеровыми и другими группировками.

Небольшое количество осадков и высокая температура обуславливают кратковременность процессов образования и разложения гумусовых веществ. Эти процессы интенсивно протекают лишь в весенний период, когда в почве складываются наиболее благоприятные условия увлажнения. Малое количество осадков, высокие летние и низкие зимние температуры, малая продуктивность растительности определяют основные генетические свойства бурых почв:

- низкое содержание гумуса и небольшую мощность гумусового горизонта;
- карбонатность почв - вскипание от 10% соляной кислоты с поверхности, содержание углекислоты в верхнем горизонте по аналитическим данным составляет 0,5-4,7 %;
- слабо - и среднещелочную реакцию почвенного раствора (значение pH водного раствора меняется от 7,8 до 8,4).

Используются бурые почвы в сельскохозяйственном производстве в качестве низкопродуктивных пастбищ.

Бурые засоленные супесчаные и песчаные почвы

Морфологическое строение, из-за легкого механического состава, несколько отличается от классического строения суглинистых почв: профиль их более однородный, хотя довольно ясно выделяются горизонты А и В.

А - гумусовый горизонт, мощностью 12-16 см, серовато-бурого цвета, комковато-пороховатой структуры, слабо уплотненный.

В - переходный горизонт, мощностью 25-40 см, бурого или палево-бурого цвета, комковато - пылеватой структуры, уплотненный.

Горизонт В сменяется переходным иллювиально-карбонатным горизонтом ВС с редкими расплывчатыми пятнами карбонатов, но чаще горизонт В переходит в материнскую породу (горизонт С), представленную слоистыми отложениями.

С поверхности или на глубине 30-80 см почвы содержат в заметном количестве воднорастворимые соли. Это подтверждается данными электропроводности и полным анализом водной вытяжки. Засоление сульфатно-хлоридное и сульфатное, степень засоления меняется от слабой до сильной. Величина плотного остатка достигает 0,728 до 0,822 %, причем максимум скопления солей отмечен в нижней части почвенного профиля, горизонте ВС (С).

Содержание гумуса в горизонте А в супесчаных разновидностях 0,5-0,6 %, в песчаных его количество ещё ниже, не превышает 0,3-0,4 %. С глубиной количество гумуса уменьшается постепенно. Обеспеченность гумуса азотом высокая (отношение C:N = 6,0 - 6,6). Обеспеченность почв валовыми (0,06 - 0,10 %) и подвижными формами (0,75-1,56 мг/100 г почвы) фосфора низкая. Обеспеченность почв подвижным калием - низкая и средняя (21,60-24,00 мг на 100 г почвы). Содержание СО₂, карбонатов в верхнем гумусовом слое составляет 1,8-2,2% с постепенным увеличением вглубь профиля до 2,5-2,7%.

Реакция почвенного раствора щелочная как с поверхности (рН 8,1-8,6), так и ко всему профилю. По гранулометрическому составу почвы преимущественно супесчаные и песчаные, в составе механических фракций преобладают частицы мелкого песка размером 0,25-0,05 мм (52,75- 76,01%), илистых частиц мало (5,83-9,30 %).

Бурые солонцевато-солончаковые супесчаные и песчаные почвы

Как и вышеописанные не получили значительного распространения. Сформировались они на повышенных участках ранне- и позднехвалынской равнины, где они встречаются преимущественно в комплексах с солончаками типичными.



По своим морфологическим признакам и по содержанию питательных веществ эти почвы сходны с бурыми засоленными, но отличаются от них наличием солонцеватости, морфологически проявляющейся в уплотнении горизонта В и его крупнокомковатой структуре. Причиной солонцеватости является повышенное содержание (более 3%) в почвенно-поглолительном комплексе обменного натрия, оказывающего диспергирующее действие на почвенные коллоиды.

Засоление отмечается в поверхностном горизонте, степень засоления изменяется от слабой до очень сильной (величина плотного остатка, при хлоридном, сульфатно-хлоридном типе изменяется от 0,113 до 1,001%, при хлоридно-сульфатном от 0,266 до 1,107%).

По катионам преобладает натриевый и натриево-кальциевый, реже кальциевый типы. Вниз по профилю засоление увеличивается.

Содержание гумуса в верхнем горизонте 0,5-0,9% в супесчаных и 0,5% в песчаных разновидностях.

Обеспеченность гумуса азотом, в основном, высокая (отношение C:N = 5,9-7,2) и реже средняя (отношение C:N = 8,5-9,2). Валовым фосфором обеспеченность слабая и средняя (0,06-0,14 %). Подвижными формами фосфора (0,48-2,07 мг на 100 г почвы) почвы обеспечены очень низко, низко и средне. Подвижным калием (10,56-36,0 мг на 100 г почвы) обеспеченность варьирует от очень низкой до высокой.

В верхнем горизонте содержание СО₂, карбонатов 1,6-9,2 %, распределение их по профилю довольно равномерное.

Реакция почвенного раствора преимущественно щелочная по всему профилю (рН - 8,1-9,0), реже слабощелочная (рН - 7,9-8,0).

Механический состав почв супесчаный и песчаный. Содержание физической глины в супесчаных разновидностях составляет 11,60-18,39 %, в песчаных - 9,17-9,89 %.

Луговые приморские засоленные супесчаные и песчаные почвы

Эти почвы получили развитие на морской слабоволнистой равнине в прибрежной зоне и вдоль современного берега моря. Выделяются в комплексе с солончаками приморскими, часто уступая им доминирующее положение.

Почвообразующими породами служат засоленные слоистые морские отложения различного мехсостава с включениями и прослоями ракушечника.

Сравнительно продолжительное время, прошедшее после освобождения этой полосы из-под влияния моря, определило более глубокое, чем в непосредственной близости к берегу, залегание грунтовых вод, дальнейшее осушение, развитие лугового процесса почвообразования. Грунтовые воды в полосе луговых приморских почв залегают на глубине

2,0-3,5 м, сильно минерализованы (25-50 и более 50 г/л). По составу солей они хлоридно-натриевые с большим участием магния, что соответствует солевому составу морских вод.

Описываемые почвы испытывают капиллярное увлажнение от грунтовых вод, что определяет значительное засоление и развитие на поверхности солянково-сарсазановых, сарсазаново - эфемеровых и солянково-эфемеровых группировок.

В профиле данных почв ясно выражен гумусовый горизонт А мощностью от 10 до 20 см, светло-серого или серого цвета, комковатой структуры, густо пронизан корнями; иногда в нем, а чаще непосредственно под ним находится прослойка различной мощности обломков мелкой ракушки с песчаным или супесчаным заполнителем. Ниже прослеживается слоистый оглеенный горизонт, подстилаемый морскими глинами.

Содержание гумуса в верхнем горизонте луговых приморских почв сильно изменяется в зависимости от механического состава наносов, степени развитости профиля, видового состава растительности и его проективного покрытия. По данным химанализов количество гумуса в горизонте А варьирует от 0,2 до 2,9 %. Почвы карбонатны по всему профилю. Тип засоления верхнего горизонта хлоридно-сульфатный, иногда с участием соды, сульфатно-хлоридный и хлоридный. Величина плотного остатка изменяется от 1,129 до 2,575 %, степень засоления от средней до очень сильной. С глубиной засоление увеличивается.

По гранулометрическому составу описываемые почвы супесчаные и песчаные. В профиле наблюдается слоистость с большим включением ракушек. В хозяйственном отношении луговые приморские солончаковые почвы используются как пастбища.

Примитивные приморские почвы

Эти почвы представляют собой начальные стадии почвообразования на участках суши, недавно вышедших из-под уровня моря и продолжающих время от времени затапливаться нагонными водами «морян». Занимают относительно неширокую полосу морского побережья в пределах первой приморской террасы. Территория характеризуется как плоская опущенная равнина, сложенная засоленной слоистой толщей морских отложений, представленной супесчаными, глинистыми и ракушняковыми наносами, слабо затронутыми почвообразованием. Грунтовые воды залегают на глубине до 1,5 м, имеют высокую степень минерализации. В составе растительности доминируют галофиты. Почвы еще не имеют развитого гумусового горизонта. Благодаря избыточному увлажнению, морские наносы сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской — от ржаво-бурых тонов до сизовато-зеленых.

Профиль почв имеет следующее морфологическое строение:



- 00-02 см - Слегка уплотненный слой морских водорослей с корневыми системами солеросов;
- 02-15 см - Песчано-мелкоракущечные отложения, желтовато-серые. Доля мелкоракущечника (размером 2-5 мм) в отложениях - более 50%;
- 15-38 см - Песчано-ракушечные отложения. Песчаный материал желтовато-серый, мелко-, среднезернистый, слегка иловатый. Ракушечник размером 5-15 мм;
- 38-48 см - Песчано-илисто-глинистые отложения, с мелкодробленным (менее 3 мм) ракушечником. Песчаный материал мелкозернистый. Цвет слоя - голубовато-серый (процесс оглеения), светло-серый.

Почвы карбонатные (СО, от 6 до 10%), характеризуются сульфатно-хлоридным засолением - более 0,3 % солей в поверхностном слое. По механическому составу почвы сильнослоистые, однако, отмечается преобладание (более 70%) фракции, размерностью 0,05-0,25 мм (песок мелкий). Приморские примитивные почвы по своим свойствам являются непригодными к использованию в сельскохозяйственном производстве.

Солончаки

На территории полуострова Бузачи солончаки имеют чрезвычайно широкое распространение. Приурочены они к самым низким и наименее дренированным поверхностям, которые служат очагами местного солесброса.

Солончаки - почвы выпотного водного режима, с преобладанием восходящих токов, приводящих к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов.

Объединяющими признаками солончаков являются: высокое содержание в почвогрунтах легкорастворимых солей, максимум которых находится в верхних горизонтах; слабая дифференциация профиля на генетические горизонты; вскипание с поверхности от 10 % соляной кислоты. На описываемой территории выделены следующие подтипы солончаков: приморские, типичные и соровые.

Солончаки приморские маршевые

Солончаки приморские маршевые - самые молодые почвы. Они занимают переходную зону между примитивными приморскими солончаками и песчано-илистыми донными отложениями Каспийского моря. Образование их связано с недавним отступанием моря и началом развития биологических процессов. Профиль почв еще слабо сформирован, оглеен и засолен, морские наносы слоистые с ракушечником. Периодически почвы при нагонных явлениях подвергаются затоплению.

В молодых маршевых почвах гумуса содержится до 0,5 %. Возможно, он является остаточным от морской фауны и флоры. Супесчаные горизонты, перемешанные с ракушей, менее гумусированы. Все эти почвы высоко карбонатны с самой поверхности, максимум карбонатов в этих почвах не фиксируется. Профиль маршевых почв засолен, степень засоления зависит от близости расположения почв по отношению к морю и глубины залегания грунтовых вод. Маршевые солончаки очень слабо устойчивы к механическим воздействиям, это объясняется высокой концентрацией легкорастворимых солей по всему профилю, а также их повышенной влажностью.

«Примитивные» приморские солончаки занимают переходную зону между примитивными приморскими солончаками и маршевыми песчано-илистыми донными отложениями Каспийского моря. Почвы представляют собой начальные стадии почвообразования на участках суши, время от времени затапливаемых в результате нагонных процессов Каспийского моря. Почвы еще не имеют развитого гумусового горизонта. Благодаря избыточному увлажнению, морские наносы сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской - от ржаво-бурых тонов до сизовато-зеленых.

Профиль почв имеет следующее морфологическое строение:

- 0,00-0,02 - Слегка уплотненный слой морской водоросли зостеры, с корневыми системами солеросов;
- 0,02-0,15 - Песчано-мелкоракучечные отложения, желтовато-серые. Доля мелкоракучечника (размером - 2-5 мм) в отложениях — более 50 %;
- 0,15-0,38 - Песчано-ракушечные отложения. Песчаный материал желтовато-серый, мелко-, среднезернистый, слегка иловатый. Ракушечник размером 5-15 мм;
- 0,38-0,48 - Песчано-илисто-глинистые отложения, с мелкодроблёным (менее 3 мм) ракушником. Песчаный материал - тонко-, мелкозернистый. Цвет слоя - голубовато-серый (процессы оглеения), светло-серый.

Почвы карбонатные (СО, от 6 до 10 %), характеризуются сульфатно-хлоридным засолением более 0,3 % по плотному остатку в слое. По механическому составу почвы сильнослойистые, однако, отмечается преобладание (более 70 %) фракции, размерностью 0,05-0,25 мм.

Солончаки приморские

Солончаки приморские выделяются узкой полосой по современному берегу Каспийского моря, занимая нижнюю приморскую террасу. Эта прибрежная полоса часто заливается морской водой.



Почвы формируются на слоистых морских отложениях с преобладанием в приморской полосе ракушечниковых песков и супесей при близком 0,2-2,0 м залегании сильноминерализованных (более 150 г/л) грунтовых вод сульфатно-хлоридного магниево-натриевого состава. Растительный покров сильно изрежен и представлен солеросом, сарсазаном и однолетними солянками.

Приморские солончаки самые молодые почвы. Профиль их слабо сформирован, поэтому дифференциация на генетические горизонты проявляется очень слабо. Сверху выделяется солевая корочка, мощностью до 4 см и под ней - слабогумусированный слой мощностью 25-31 см, слабоуплотненный, бесструктурный, с точками и прожилками водорастворимых солей, который подразделяется на верхний - светло-серой окраски и нижний - с еле заметным серым оттенком.

Ниже этих горизонтов могут выделяться несколько суглинистых слоев буровато-сизого или красно-бурого цвета с ржавыми пятнами, с максимальным скоплением водорастворимых солей, часто гипса, с включением битого ракушечника, щебня. Для этих почв характерна высокая увлажненность всего профиля. С глубиной увеличивается количество ржавых пятен, серый цвет уступает ржаво-сизому.

Содержание гумуса в верхнем горизонте колеблется от 0,1 до 1,7 %. Морфологические наблюдения позволяют предположить, что гумус здесь образуется в результате разложения в почве морских водорослей и корней растений. Описываемые почвы карбонатны по всему профилю. Максимальное содержание СО₂, наблюдается в верхнем горизонте (2,2-13,5 %). С глубиной количество карбонатов обычно уменьшается. Реакция почвенного раствора щелочная и сильнощелочная (рН - 7,8-9,3).

Результаты анализа водной вытяжки показывают высокое содержание водорастворимых солей уже в верхнем горизонте, где величина плотного остатка составляет 0,840-4,023 %. Максимальное засоление отмечается в солевой корочке (0-2 см) - 1,652 - 22,420 %. Тип засоления по анионам в основном сульфатно-хлоридный с участием соды, реже хлоридно-сульфатный или хлоридный; по катионам - натриевый и кальциево-натриевый. Механический состав подчеркивает ясную дифференциацию верхних горизонтов, при этом они сравнительно легкие и в составе фракций преобладают частицы мелкого песка. Приморские солончаки в хозяйственном отношении представляют малопродуктивные пастбища.

Солончаки типичные (корково-пухлые)

Солончаки типичные встречаются главным образом в комплексах с бурыми почвами и солончаками соровыми. Приурочены они к озеровидным и русловидным понижениям

морской аккумулятивной равнины. Формирование их происходит на засоленных породах с близким залеганием сильноминерализованных грунтовых вод (2-6 м), уровень которых меняется в зависимости от сезонов года, что способствует поднятию солей к поверхности почвы.

Растительный покров представлен солевыносливыми видами: сарсазаном и однолетними солянками. Дифференциация почвенного профиля на генетические горизонты слабая, что связано с высокой концентрацией солей в почве и неблагоприятными условиями накопления и разложения органических веществ. Поверхность трещиноватая, покрыта солевой корочкой, мощностью до 1-2 см, под которой идет рыхлый, наполненный кристаллами солей горизонт, мощностью 17-20 см буровато-серого цвета. Ниже этого горизонта, в зависимости от глубины залегания почвообразующей породы, могут выделяться еще несколько слоев различного мехсостава, цвета, сложения, в толще которых ясно прослеживаются соли в виде легких прожилок, крапинок, гнезд. Нередко в конце первого метра наблюдаются ржавые и сизоватые пятна, свидетельствующие о периодическом избыточном грунтовом увлажнении. По содержанию гумуса солончаки типичные относятся к низкообеспеченным почвам. В верхнем гумусовом горизонте его количество составляет 0,2-0,9 %. Количество валовых форм азота и фосфора также незначительно и составляет соответственно 0,011-0,080 % и 0,06-0,15 %. Вскипание от 10 % соляной кислоты с поверхности (1,6-9,6 % CO_2 карбонатов) и по всему профилю очень бурное.

Солончаки типичные засолены в очень сильной степени по всей почвенной толще. Максимум скопления солей отмечается в солевой корочке 0-2 см и составляет 1,698-8,480 % при хлоридном типе, 3,308-10,180 % при сульфатно-хлоридном, в нижележащем горизонте соответственно: 1,580-4,560 % и 2,420-3,940 %. По катионам тип засоления в основном натриевый, реже кальциево-натриевый. Механический состав характеризуемых солончаков разнообразен: от песчаного до тяжелосуглинистого. Солончаки типичные в хозяйственном отношении являются малопродуктивными пастбищами.

Солончаки соровые

Солончаки соровые получили широкое распространение и встречаются повсеместно как однородными контурами, так и в комплексе с другими почвами.

Формируются по днищам периодически пересыхающих озер, обширным сиффузионным понижениям, котловинам и депрессиям (в первую очередь это днище крупной замкнутой депрессии «Большой Сор»).

Все эти отрицательные элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей вместе с талыми водами с вышележащих территорий



и подпитывания сильноминерализованными (50-380 г/л) грунтовыми водами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м. Поверхность их практически лишена высшей растительности, изредка встречаются единичные куртинки сарсазана.

Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля. Интенсивное летнее испарение при отсутствии растительности приводит к кристаллизации солей на поверхности в виде белоснежной солевой корки мощностью в несколько миллиметров, под которой залегает бесструктурная влажная вязкая масса, насыщенная солями. Нижние горизонты солончаков соровых имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов - результат периодической смены окислительных процессов восстановительными. Данные солончаки почти не затронуты процессами почвообразования. Наличие гумуса (0,2- 0,6 %) и других питательных веществ объясняется здесь привносом гумусовых частиц с окружающей территории путем намыва, навевания. Солончаки соровые карбонатны с поверхности (1,8-9,6 % CO_3), с глубиной количество CO_3 карбонатов увеличивается до 8,3-9,5 %. Описываемые солончаки засолены в очень сильной степени. Величина плотного остатка в верхнем горизонте варьирует от 2,384 до 19,931 %, с глубиной несколько уменьшается. Тип засоления хлоридный и сульфатно-хлоридный с участием соды по анионам, натриевый, калиево-натриевый - по катионам.

По механическому составу выделены соровые солончаки суглинистые и супесчаные. Более легкий мехсостав имеют солончаки соровые, распространенные среди бурых почв песчаного и супесчаного мехсостава.

Соровые солончаки - неудобные земли. Они не пригодны для использования в сельскохозяйственном производстве.

Пески эоловые мелкобугристые слабозакрепленные

Получили ограниченное распространение на полуострове Бузачи. Сформировались они на мелкобугристой эоловой равнине узкой полосой вдоль современной береговой линии Каспийского моря. Для рельефа этого типа песков характерно чередование бугров с котловинными и выровненными пространствами.

Растительный покров образован изреженными еркеково-полынными, еркеково-разнотравными с эфемерами сообществами.

Профиль песков слабодифференцирован, однороден по окраске и механическому составу, сложение всего профиля рыхлое. С поверхности выделяется слабоокрашенный гумусовый горизонт А, где гумуса содержится 0,1 - 0,2 %. Вскипание от 10 % соляной

кислоты отмечается с поверхности и по всему профилю. Реакция почвенного раствора в основном щелочная по всему профилю (8,2-8,8).

Пески мелкобугристые слабозакрепленные в настоящее время интенсивно размываются нагонными волнами Каспийского моря. Используются в качестве осенне-зимних пастбищ. Большая пестрота и разнообразие почвенного покрова, широкое распространение засоленных, солонцеватых почв и солончаков определяют трудные почвенно-мелиоративные условия, осложняемые засушливостью климата и слабой обводненностью территории. Все почвы, встречающиеся на полуострове Бузачи, отличаются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания, малой емкостью поглощения.

Качественный состав почв в большинстве случаев неблагоприятен для земледелия и требует применения тех или иных мелиоративных мероприятий, так как широкое распространение солонцеватых и засоленных почв, их мелкопятнистое размещение в условиях слабой естественной дренированности территории создают большие трудности при освоении земель.

1.1.8 Характеристика растительного покрова региона

Территория месторождения Каратурун Морской расположена в западной части полуострова Бузачи, растительный покров которого сформирован в жёстких природных условиях северных пустынь – засушливого климата с резкими колебаниями температуры, большого дефицита влажности, высокого уровня засоленности почв и характеризуется однородной пространственной структурой, бедностью флоры, низким уровнем биологического разнообразия.

Территория ровная, представлена низменной приморской частью. Высотные отметки колеблются в пределах 22,3-27,4 м ниже уровня моря. Среди почв преобладают солончаки соровые, типичные и приморские с небольшими участками засоленных бурых (серо-бурых) почв, преимущественно лёгкого механического состава по повышенным элементам рельефа. Для этих условий местообитания характерна ксерогалофитная растительность из сочных многолетних (сарсазан, поташник) и однолетних солянок (сведы высокая, заострённая, климакоптера мясистая, лебеда татарская и т.д.).

На основе анализа пространственной структуры растительного покрова, геоморфологического строения и хозяйственного использования, территорию месторождения можно разделить на 3 части: приморскую, простирающуюся к западу от

основной автотрассы до берега моря; центральную низменно-равнинную и соровую, занимающую примерно треть обследованной территории в восточной части месторождения.

Практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением сора, поверхность которого оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана и поташника.

Сарсазан шишковатый – длительно вегетирующий суккулентный полукустарничек, гипергалофит, выдерживающий очень сильное, токсичное для других растений засоление натриево-хлоридного химизма, поэтому зачастую образует чистые, одновидовые (монодоминантные) сообщества. Ему свойственно вегетативное разрастание укоренением стеблей с помощью развивающихся многочисленных придаточных корней, а также массовое семенное возобновление, при обследовании отмеченное повсеместно, за исключением техногенно-нарушенной территории. Взрослые особи образуют крупные (более 1 м в диаметре) круговины, а на почвах лёгкого механического состава – фитогенные бугры. Обладает широкой экологической амплитудой по засолению и механическому составу почвогрунтов, узкой по увлажнению при семенном возобновлении и более широкой по увлажнению при вегетативном размножении.

Сарсазан – единственный вид, способный произрастать в условиях соровых солончаков, он не имеет альтернативы в природе и при уничтожении или деградации сарсазанников на ссорах их местообитания остаются лишёнными растительности.

На солончаках типичных сарсазан образует как монодоминантные сообщества, так и с участием в качестве субдоминантов кермека полукустарникового и однолетних солянок, преимущественно сведы заострённой и солянки натронной. На исследованной территории это сарсазановое, сарсазаново-солянковое, сарсазаново-кермекое сообщества, распространенные повсеместно за исключением приморской части. Эти сообщества обычно разреженные, проективное покрытие почвы растениями от 20 до 50 %, средняя высота растительности 10 – 30 см. Урожайность сообществ сарсазана колеблется в пределах 0,5 – 4,0 ц/га сухой массы на осень. Флористический состав сарсазанников насчитывает в среднем 8 – 15 видов. Кроме сарсазана шишковатого встречаются сведы – заострённая, высокая, солянки – натронная, Паульсена, олиственная, жесткая, лебеда татарская, полынь однопестичная, кермек полукустарниковый и т.д., в весенне-раннелетний период характерно участие эфемеров и эфемероидов: клоповника пронзеннолистного, крестовника Ноевского, мортука восточного, тюльпана двуцветкового, бурачка пустынного и др.

На приморской части в зоне сгонно-нагонных явлений в условиях близкого залегания грунтовых вод и периодического затопления видовой состав сообществ сарсазана несколько

отличается: здесь заметно участие мезогалофильных злаков – ажрека или прибрежницы солончаковой и бескильницы расставленной, преобладают другие виды кермеков – кермек каспийский, много однолетней солянки солероса европейского, который является пионером зарастания свежих обнажений дна моря и формирует разреженные, неустойчивые, кратковременно существующие (1-5 лет) группировки с единичным участием сведы заострённой, солянки натронной, лебеды татарской.

На более поздних стадиях зарастания это солеросовое, солеросово-кермекое, бескильницево-кермекое-солеросовое сообщества с невысоким проективным покрытием (20 – 40 %) и низкой, неустойчивой по годам урожайностью 0,5-2,5 ц/га сухой массы. Чуть дальше от берега распространены сарсазановые местами с солянками, бескильницей и ажреком, сарсазаново-солеросовое и кермекое-сарсазановое сообщества. Среди них встречаются мелкие пятна солероса и ажрека, а по повышению на почвах лёгкого мехсостава – верблюжей колючки обыкновенной или жантака (*Alhagi pseudoalhagi*). Изредка отмечаются невысокие кусты тамариска – гребенщика многоветвистого (*Tamarix ramosissima*). Проективное покрытие почвы растительностью в этих сообществах составляет 40-60 %, средняя высота растений 10-25 см, ярус кермека Гмелина – 50-70 см.

Массивы сарсазанников разнообразятся пятнами однолетнесолянковой растительности, в которой преобладает сведа заострённая. В меньшем обилии распространены климакоптеры, галимокнемисы, солянки Паульсена и натронная. Для весны характерна синусия эфемеров, к моменту обследования сохранившихся в виде сухостоя – клоповника пронзеннолистного, муртука восточного, бурачка пустынного. Средняя высота солянок 10-25 см, проективное покрытие от 30 до 70%. Урожайность однолетнесолянковых сообществ очень неустойчива, зависит от метеоусловий конкретного года и колеблется в широких пределах – от 0,5 до 7 ц/га сухой массы. Однолетние солянки хорошо реагируют на разрыхление почв, поэтому первыми поселяются на нарушенных территориях, выбросах из нор грызунов.

Среди сарсазанников распространены сообщества полыни однопестичной – полынно-солянковое, полынно-эфемеровое, полынно-солянково-эфемеровое, приуроченные к повышенным элементам рельефа с серо-бурыми засоленными супесчаными почвами. Местами в травостое отмечается полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), а на разбитых участках полынь метельчатая или бургун (*Artemisia scoraria*). В полынных сообществах насчитывается 15-20 видов растений, средняя высота которых 15-40 см. Проективное покрытие составляет 40-50 %, урожайность не превышает 4 ц/га. Из солянок в этих сообществах преобладают в основном сорные – солянка Паульсена или канбак, солянка

натронная, лебеда татарская, солянка олиственная, реже встречаются сведа заостренная, климакоптеры. Эфемеры представлены муртуком восточным, бурачком пустынным. Часть растений-эфемеров не сохранилась на момент обследования, их наличие можно только предполагать, кое-где отмечаются полуразрушившиеся остатки тюльпанов. По микрозападинам с небольшим дополнительным увлажнением полынь однопестичная образует полынно-злаковое сообщество с ажреком и пыреем ломким (*Agropyron fragile*). Здесь же единично встречается жантак. Полынь белоземельная обладает широкой экологической амплитудой, произрастает на почвах различного механического состава, солонцеватых и засоленных.

Флора территории обследования насчитывает около 88 видов из 57 родов и 18 семейств высших сосудистых растений, характерных для окружающих пустынь. Вследствие недостатка воды, высоких температур, сильного засоления почвенного профиля экологические условия существования растений можно считать экстремальными. В связи с этим наибольшее распространение имеют виды, исторически выработавшие адаптационные свойства, соответствующие среде обитания (суккулентность, опушение и т.д.).

Наибольшим числом видов представлены семейства: маревые (*Chenopodiaceae*) – 31 вид, злаковые (*Gramineae*) – 13 видов, сложноцветные (*Cjnpositae*) – 10 видов, бобовые (*Leguminosae*) – 6 видов, крестоцветные (*Cruciferae*) – 5 видов, парнолистниковые (*Zygophyllaceae*) – 4 вида и свинчатковые (*Plumbaginaceae*) – 3 вида. Ландшафтное значение имеют виды родов сарсазана (*Haloscneum*), полыней (*Artemisia*), кермека (*Lomonium*), солероса (*Salicornia*).

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники – как весенние эфемеры, так и летне-осенние однолетние солянки. По составу экологических типов во флоре преобладают засухоустойчивые растения – ксерофиты. С солончаками связаны растения-галофиты, на увлажняемых местообитаниях встречаются мезофиты (тростник).

Выделяются различные эдафические варианты сообществ: гипергалофитные и галофитные на солончаках и засоленных почвах, гемипсаммофитные на супесчаных почвах, псаммофитные на песчаных почвах и песках. Сообщества варьируют и по богатству видового состава слагающих их растений, в отдельных местообитаниях, например на солончаках, распространены монодоминантные, в других (на зональных почвах лёгкого мехсостава) – многовидовые.

Растительность является основным блоком экосистемы. Она участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии, служит биоклиматическим и

экологическим индикатором. Такие её функции, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ, регуляция газового баланса биосферы обеспечивают существование всех живых организмов. Благодаря физиономическим и индикационным свойствам, растительность является самым информативным компонентом экосистем. По её состоянию, флористическому и ценотическому разнообразию можно судить о скорости и направленности антропогенных и антропогенностимулированных процессов, о динамике других компонентов экосистем (почв, грунтовых и поверхностных вод и т.д.).

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. Важной функцией в пустынной зоне является водоохранная, которую выполняет растительность побережий рек, озёр и морей, в частности тростниковые заросли.

Одной из главных ресурсных функций является пастбищная. Обследованная территория не имеет богатых пахотнопригодных земель и обладает крайне ограниченными возможностями для поливного земледелия, то есть является исключительно пастбищной. Возможности выпаса ограничены следующими факторами:

- отсутствием водопоев и пунктов размещения скота;
- отсутствием стабильности в развитии растительности, среди которой много однолетников, по урожайности зависящих от метеоусловий конкретного года (в иные годы однолетняя растительность может вовсе не развиваться, то есть существует тенденция к образованию пустошей, особенно на обсыхающих солончаках при падении уровня грунтовых вод ниже 70-100 см);
- ограничением сезонов выпаса осенне-зимним периодом, так как практически все солянки не поедаются скотом весной и летом из-за высокого содержания в них солей;
- ограничением видов выпасаемого скота верблюдами, овцами, лошадьми из-за отсутствия кормов для крупного рогатого скота, не поедающего солянки и отсутствием сенокосных угодий. На сено можно выкашивать лишь полупогруженные тростниковые заросли на мелководье и только зимой, когда установится лед. Кормовые качества травостоя в это время уже утрачены.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища по всей территории в той или иной степени деградированы.

В целом растительность обследованной территории имеет хорошее жизненное состояние без признаков антропогенной нарушенности, проходит все стадии фенологического развития. Прибрежная растительность также имеет хорошее жизненное состояние, без признаков нарушенности, но в связи с быстро меняющимися экологическими условиями и молодостью местообитаний характеризуется неустойчивостью во времени состава и структуры, поэтому уязвима к любым видам хозяйственного воздействия.

Адаптационные свойства водной растительности, выработанные в процессе эволюции по отношению к природным факторам, вызывающим её локальное физическое уничтожение, позволяют ей быстро восстанавливаться после прекращения негативных воздействий

Редкие и охраняемые виды растительности

Природно-климатические особенности территории и режим хозяйственного использования сильно ограничивают биологическое разнообразие флоры.

Перечень редких видов, охраняемых государством, приводится на основе анализа литературных источников и материалов полевых исследований:

Astragalus ustiurtensis Bunge – Астрагал устюртский. Эндемичный вид. Встречается на полуострове Бузачи. На территории участка обследования может быть встречен в полынных сообществах на серо-бурых почвах лёгкого механического состава.

Salsola euryphylla Botsch – солянка широколистная. Очень редкий, реликтовый вид. Встречается на полуострове Мангышлак, Бузачи, и останцовых возвышенностях севернее полуострова Бузачи. Произрастает на солончаках.

Artemisia gurganica (Krasch.) Filat – полынь гурганская. Эндемичный вид. Встречается на полуострове Бузачи, где иногда играет доминирующую роль в сообществах. На территории месторождения может встретиться единично в полынных сообществах на зональных серо-бурых почвах.

Вероятность встречаемости этих видов очень низка, так как эта территория давно находится в хозяйственном использовании, и растительный покров достаточно сильно трансформирован.

Среди выявленного видового состава растительности в районе расположения месторождения есть ценные лекарственные растения.

1. Верблюжья колючка обыкновенная, жантак – *Alhagi pseudoalhagi* (M.B.) Desv. Колючий полукустарник семейства бобовых высотой до 1 метра. Стебель растопырено ветвистый, с многочисленными колючками, корень длинный, уходящий на глубину нескольких метров, листья яйцевидные, цветки розовые или красные, типичного

мотылькового строения, расположены на колючках, плод – боб с четырьмя-пятью почковидными семенами. Цветёт с мая до осени, плоды начинают созревать в июле.

Лекарственным сырьём служит надземная часть растения. Содержит эфирное масло, стероиды, алкалоиды, витамины В, С и К, дубильные вещества, кумарины, органические кислоты и др. Отвар и настой жантака обладают бактериостатическим, вяжущим, кровоостанавливающим, желчегонным и ранозаживляющим средством.

Эвритопный вид, встречается на различных местообитаниях, выносит некоторое засоление. Благодаря глубокой стержневой корневой системе и возможности корнеотпрыскового размножения сохраняется и даже разрастается на территории месторождения. Иногда на нефтяных разливах, пробивая битумную корку, является первым многолетником, осваивающим загрязнённые местообитания.

2. Гармала обыкновенная, адраспан – *Reganum harmala* L. Травянистый многолетник с мощной корневой системой, образует рыхлые многопобеговые кусты. Цветёт в мае-июле, плоды созревают в июле-августе. Это сорное, ядовитое для скота растение, засоряющее сильно сбитые пастбища, встречаются в виде зарослей вокруг жилья, мест водопоя. На песках и лёгких почвах – рельефообразующий вид, фитомелиорант, может использоваться для закрепления песков.

3. Ежовник безлистный, итсигек – *Anabasis aphylla* L. Полукустарник, ветвистый от самого основания. Листья едва заметные. Цветёт и плодоносит в июле-сентябре. Ядовитый сорняк, разрастается в большом обилии в местах интенсивного выпаса. Содержит алкалоиды анабазин, Лупинин, афиллин и др. Сырьём служит все растение. Применяют при туберкулёзе, как средство, облегчающее отвыкание от курения, в ветеринарии при кожных заболеваниях скота, инсектицид. Зола – для кустарной выделки кож, получения соды и поташа. Красильное, медонос и перганос.

4. Кермек Гмелина – *Limonium Gmelinii* (Willd). Многолетнее почти полукустарниковое растение 30-80 см высоты. Цветёт в июле-сентябре. Очень декоративное. Дубильное, лекарственное.

Лекарственным сырьём служит все растение. Содержит алкалоиды, дубильные вещества, кумарины и др. Отвар корней применяют при острых желудочно-кишечных заболеваниях, для полоскания горла, при венерических заболеваниях и в ветеринарии. Пригоден для выделки кож и окраски хлопчатобумажных, шерстяных и шелковых тканей в черный, зеленый и желтый цвета.

5. Хвойник двуколосковый – *Ephedra distachya* L. Кустарничек 10-25 см. высоты. Лекарственным сырьём служат молодые побеги. Содержит алкалоиды эфедрин и

псевдоэфедрин, иногда являющиеся причиной отравления скота в летнее время. Является ценным сырьём для получения эфедрина, широко используемого в медицине.

Применяется при астме и других аллергических заболеваниях, используется как средство для повышения давления, при отравлениях, в офтальмологической практике. Отрицательного воздействия нефтедобычи на него не выявлено.

1.1.9 Характеристика животного мира региона

Животный мир по видовому составу сравнительно беден, что объясняется суровыми условиями местообитания и представлен, в основном, специфичными видами, приспособившимися в процессе эволюции к жизни в экстремальных условиях. Фауна млекопитающих рассматриваемого месторождения принадлежит к зоогеографическому участку Арало-Каспийской пустыни северного типа.

Структура животного населения на этих территориях преобразована и отличается повышенной плотностью синантропных и норных видов. В настоящее время на месторождении интенсивно проявляется фактор беспокойства, поэтому встречи редких видов фауны, кроме хищных птиц, насекомых и рептилий, на данном участке маловероятны.

В этих техногенных местообитаниях формируются подходящие условия для норных животных. Норные животные (грызуны) играют важную роль в пустынных экосистемах и, вместе с тем, служат переносчиками опасных для человека природно-очаговых заболеваний. На территории месторождения Каратурун Морской обитает около 27 видов млекопитающих из 14 семейств. В районе месторождения некоторые животные занесены в «Красную книгу», в связи, с чем отнестись надо к этому с большим вниманием.

Фауна пресмыкающихся представлена 12 видами из 6 семейств. Земноводные представлены 1 видом – среднеазиатская черепаха и степная агама.

Фоновыми видами млекопитающих являются грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники – волк, лисица, корсак. Видовое разнообразие территории определяется прибрежным мелководьем с обширными тростниковыми станциями, являющимися местом гнездования, кормления для многих пернатых, а также местами убежищ для хищных млекопитающих. Большинство видов млекопитающих, обитающих на обследуемой территории, относятся к грызунам и мелким хищникам. По литературным сведениям, основной фоновый вид – *большая песчанка (Rhombomys opimus)*. Встречаются единичные особи *малый суслик (Spermophilus pygmaeus)*, *малый тушканчик (Allactaga elater)*. Средняя численность *большой песчанки (Rhombomys opimus)* до 2-3 особей на гектар. Длина тела 150-

200 мм, хвост несколько короче тела. Окраска верха желто-песочная, брюхо белесое, хвост рыжеватого-желтый.

Песчанки активны днем, основу питания составляют малоценные в кормовом отношении зеленые части трав, веточки пустынных кустарников и деревьев.

Численность вида *заяц-толай или песчаник (Lepus tolai)* также на низком уровне. Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом *заяц-толай (Lepus tolai)*. Встречается на южной стороне территории. Голова темная, горло и живот белые; хвост сверху темный, с кистью жестких белых волос на конце. У ушей темные кончики, по внешнему виду несколько похоже на мелкого русака. Длина тела у него 39 - 55 см, масса 1,5-2,5 кг. Уши длинные и отогнутые вперед, они далеко заходят за конец носа, реже только доходят до его конца. Хвост, как и у русака, клиновидной формы, длиной 75-115 мм, сверху черный. Ступни задних лап сравнительно узкие и к передвижению по глубокому снегу этот заяц не приспособлен. Толай ведёт оседлый образ жизни, совершая лишь короткие кочёвки, связанные с поиском корма, размножением, прессом хищников или неблагоприятными погодными условиями. Разнообразие орнитофауны территории обусловлено обилием пролетных пернатых, мигрирующих вдоль побережья Каспийского моря весной и осенью. Преобладают птицы водно-болотного комплекса (утки, поганки, голенастые, чайки, крачки и др.). Наиболее многочисленными являются некоторые виды *жаворонков и каменок*.

На данной территории во время миграций можно встретить следующие виды птиц:

Лебедь кликун (Cygnus cygnus). Взрослые птицы белые, молодые – буровато-серые. Основание клюва желтое, конец черный. При плавании держит прямую шею вертикально. Перелетная птица. Гнездо на завалах тростника. Внесен в Красную Книгу Казахстана со статусом 2 категории. Для лебедя характерна больше весенняя кочевка, чем осенняя. Поэтому их можно встретить именно это время на территории исследуемого объекта.

Пеликан (Pelecanus) – крупная птица, достигающая в длину 1,8 метра, с размахом крыльев до 3 метров. Вес птицы достигает 14 килограммов. Самец крупнее самки. При ловле рыбы способны нырять на глубину. Живут колониями, сообща строят гнезда и добывают пищу.

Белоглазая чернеть (Aythya nyroca). Моногам. Вскоре после прилета держатся уже парами. Гнезда устраивает на сплавинах или заломах старого тростника, реже - на берегу. Иногда на крупных озерах образуют небольшие колонии, в которых также может гнездиться красноносый нырок. Гнездование наступает во второй половине мая.

Черноголовый хохотун (Larus ichthyaetus) – крупный вид чаек, живущий главным образом по берегам Каспийского моря. Туловище белого цвета, голова блестяще-чёрная,

спина и крылья пепельные. Маховые крылья белые, с чёрной полосой перед вершиной. Клюв оранжевый с чёрной перевязью возле конца. Перелетная птица. Зимует в восточной части Средиземного моря и южнее, в Персидском заливе и в Индостане. Питается черноголовый хохотун рыбой, в степи охотится на зверьков, птиц и кобылок. Как сильный и крупный хищник, может иногда причинять некоторый вред, охотясь на рыбу. Общая численность этой птицы небольшая, она красива и ареал обитания относительно небольшой. В Казахстане осенние кочевки происходят в сентябре – октябре, когда пределы государства покидает большинство птиц. Осенние кочевки, перерастают в настоящие миграции постепенно, и четкой границы между ними нет.

Кулик-сорока (Haematopus ostralegus) – окраска контрастная; верх тела и грудь черные, низ белый. Длинный прямой клюв и небольшие ноги красные. Перелетная птица. Иногда гнездится небольшими колониями. Гнездо в виде ямки с выстилкой из ракушек и камешков. Кулик-сорока мигрирует в весенне-осенний период.

В значительном числе встречаются *степной орел (Aquila rapax)*, довольно крупная хищная птица. Окраска взрослых степных орлов тёмно-бурая, часто с рыжеватым пятном на затылке, с чёрно-бурыми первостепенными маховыми, где на основании внутренних опахал имеются серо-бурые пестрины, рулевые перья тёмно-бурые с серыми поперечными полосами. Радужина светло-жёлтая, клюв у основания серый, а его кончик чёрный, когти также чёрные, восковица и ноги желтые. Перелетная птица. Внесен в Красную Книгу Казахстана со статусом 5 категории.

Из пресмыкающихся на пустынных участках обитают ящерицы, черепахи, змеи. Фоновыми являются два вида: разноцветная (*Eremiasarguta*) и быстрая (*Eremiasvelox*) ящерицы. Редко встречается *среднеазиатская черепаха (Agrionemyshorsfield)*. Вид населяет территорию песчаных и глинистых пустынь от Прикаспия до Алаколя, может встречаться и в населенной зоне. Активен с мая по август. Остальное время года проводит, как правило, в спячке, приспособившись таким образом к неблагоприятным условиям среды.

Видовое разнообразие млекопитающих определяется прибрежным мелководьем, с обширными тростниковыми зарослями являющимися местом убежищ для хищников.

Пернатые месторождения являются доминирующими по численности на прибрежных, мелководных участках. В районе месторождения проходит главный путь перелета птиц. Некоторые околководные птицы остаются для гнездования (лебедь-шипун, пеганка, кряква, серая утка и др.) и зимования (лебедь-кликун, кряква) в прибрежной зоне.

Насчитывается не менее 154 видов, мигрирующих вдоль побережья Каспия весной и осенью. В прибрежных участках гнездится около 40 видов пернатых водно-болотного

комплекса. Для пустынной части территории характерно преобладание жаворонков. В целом орнитофауна участка насчитывает до 223 видов гнездящихся, пролетных или зимующих птиц, из них 19 видов занесено в «Красную Книгу» Казахстана. Наиболее ценным местом обитания является побережье Каспийского моря. Также, в прибрежных водах Каспия обитают каспийские тюлени. В районе побережья в летнее время могут находиться джейраны и сайга. Приморская часть территории представляет собой обширный сор подверженный воздействию нагонных вод в прибрежной зоне Каспия. Антропогенному воздействию подвержена небольшая часть территории Каратурун Морской в районе буровой и промышленных площадок и в местах прокладки дорог. На большей части месторождения воздействие на фауну незначительно или отсутствует.

Пути миграции животных

Охрана птиц на миграциях, в том числе в аспекте трансграничных перелетов регулируется международным законодательством, в частности «Соглашением по защите и использованию мигрирующих птиц, видов животных и их местообитаний», заключенным 9 сентября 1994 года между Правительствами Азербайджана, Армении, Беларуси, Грузии, Казахстана, Кыргызстана, Молдовы, Российской Федерации, Таджикистана и Узбекистана.

Район расположения месторождения Каратурун Морской находится на пути пролета птиц, приуроченных к побережью Каспийского моря.

В этой связи, данному фактору планировочных экологических ограничений должно быть уделено особое внимание, т.к. на фоне тенденции к резкому сокращению численности мигрирующих видов птиц в последние десятилетия, акватория и побережье северо-восточного Прикаспия и полуостров Мангышлак в целом, играют существенную роль в поддержании благополучия их популяций. Вдоль побережья Каспия проходит один из основных путей осенних и весенних перелётов птиц. Через прибрежную территорию в марте-апреле, и в сентябре-октябре мигрирует большинство пернатых, насчитывающих более 154 видов. Около 70 видов птиц мигрирует через территорию полуострова широким фронтом. В период пролёта в преобладающем большинстве встречаются виды водно-болотного комплекса. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле. Через северо-восточное побережье Каспия ежегодно мигрируют до 3 млн. особей уток, до 500 тыс. гусей, до 35 тыс. фламинго и до 10 млн. особей куликов и чаек.

Кроме того, в летний период здесь собираются на линьку до 80 тыс. лебедей-шипунов и до 100 тыс. уток. В период миграций птиц их численность значительно повышается. В это

время здесь встречаются как птицы открытых пространств (жаворонки, каменки), так и древесно-кустарниковых насаждений (дроздовые, вьюрковые, овсянки, славковые и др.).

Также встречаются синантропные виды (врановые – грач, серая ворона, галка), и околотовные птицы (чайки, кулики и др.). Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь. Численность некоторых видов птиц, мигрирующих вдоль кромки моря, через район промысла и прилегающей к нему территории, в пересчете на полосу в 1 км представлены в таблице ниже.

Таблица 1.1.9.1 - Численность некоторых видов птиц, мигрирующих вдоль кромки моря, через район промысла и прилегающие к нему территории, в пересчете на полосу в 1 км

№№	Вид	Места проведения учетов и их протяженность в (км)				
		Побережье Каспия (13)	Водоем накопитель (2)	Сор в блоке (2)	Фетисово, суша (7)	Жаназень (8,5)
1	2	3	4	5	6	7
1	Nycticorax nycticorax Кваква	0,1	0,5	-	-	-
2	*Ardeola ralloides Желтая цапля	0,1	2,0	-	-	-
3	Egretta alba Белая цапля	0,1	0,5	-	-	-
4	*Egretta garsetta Малая белая цапля	1,2	-	-	-	-
5	Ardea cinerea Серая цапля	0,4	2,0	-	-	-
6	Ardea purpurea Рыжая цапля	0,3	2,5	-	-	-
7	*Phoenicopiterus roseus Фламинго	4,9	-	-	-	-
8	Tadorna Tadorna Пеганка	1,4	-	-	-	-
9	Anas crecca Чирок-свистунок	0,4	-	-	-	-
10	Anas penelope Свиязь	3,9	1,5	-	-	-
11	Anas acuta Шиловость	1,0	-	-	-	-
12	Anas querquedula Чирок-трескунок	1,2	-	-	-	-
13	Anasclupeata Широконоска	4,2	-	-	-	-
14	Nettarufina Красноносый нырок	-	7,5	-	-	-
15	Circusaeruginosus Камышовый лунь	0,1	-	-	-	-
16	Fulica atra Лысуха	8,6	-	-	-	-
17	Charadrius hiaticula Галстучник	0,4	-	1,5	-	-
18	Vanellochetusia leucura Белохвостая пигалица	-	1,0	-	-	-
19	Tringa ochropus Черныш	0,5	1,5	2,5	-	-
20	Tringa Glareola Фифи	0,2	6,0	3,5	-	-
21	Tringa tetanus Травник	0,5	0,5	0,5	-	-
22	Tringa stagnatilis Поручейник	-	-	7,0	-	-
23	Actitis hypoleucos Перевозчик	0,2	1,5	0,5	-	-
24	Phalaropus lobatus Круглоносый плавунчик	6,7	6,5	11,5	-	-
25	Phylomachus pugnax Турухтан	6,2	5,0	11,0	-	-
26	Calidris minuta Кулик-воробей	22,7	7,5	71,5	-	-
27	Calidris ferruginea Краснозобик	-	2,5	-	-	-
28	Calidris alpina Чернозобик	-	1,0	-	-	-
29	Gallinago gallinago Бекас	-	0,5	0,5	-	-
30	Numenius arquata Большой кроншнеп	0,1	-	-	-	-
31	Numenius phaeopus Средний кроншнеп	1,1	-	-	-	-
32	Arenaria interpres Камнешарка	0,2	1,0	-	-	-

33	Glareola nordma Степная тиркушка	0,1	-	-	-	-
34	Larus ridibundus Озерная чайка	8,2	2,5	-	-	-
35	Larus argentatus Серебристая чайка	1,7	-	-	-	-
36	Larus canus Сизая чайка	3,3	-	-	-	-
37	Chlidonias niger Черная крачка	0,5	0,5	-	-	-
38	Chlidonias leucorpterus Белокрылая крачка	1,2	1,5	-	-	-
39	Gelochelidon nilotica Чайконосная крачка	1,2	-	-	-	-
40	Sterna sandvicensis Пестроногая крачка	1,9	-	-	-	-
41	Merops apiaster Золот.шурка	-	-	-	0,6	-
42	Arusarus Черный стриж	-	-	2,5	-	-
43	Riparia riparia Береговушка	3,0	2,0	-	2,8	-
44	Anthus cervinus Краснозобый конек	0,1	-	-	3,7	-
45	Motacilla flava Желтая трясогузка	-	-	0,5	-	-
46	Motacilla citreola Желтоголовая трясогузка	0,1	-	-	-	-
47	Motacilla alba Белая трясогузка	0,7	-	-	-	-
48	Lanius collurio Европейский жулан	-	-	-	0,6	-
49	Oriolus oriolus Иволга	-	-	-	0,1	0,6
50	Pastor roseus Розовый скворец	-	-	-	9,3	-
51	Acrocephalus dumetorum Садовая камышевка	-	4,0	-	-	6,6
52	Sylvia nisoria Ястребиная славка	-	0,5	-	-	0,1
53	Sylvia communis Серая славка	-	1,0	-	0,1	0,1
54	Sylvia curruca Славка-завирушка	-	-	-	-	0,2
55	Phylloscopus trochilus Пеночка-весничка	-	18,0	-	0,4	1,9
56	Ficedula hypoleuca Мухоловка-пеструшка	-	-	-	-	0,2
57	Ficedula parva Малая мухоловка	-	-	-	-	0,4
58	Muscicapra striata Серая мухоловка	-	0,5	-	-	1,1
59	Phoenicurus phoenicurus Обыкновенная горихвостка	-	1,5	-	0,4	6,4
60	Luscinia svecica Варакушка	0,1	-	-	-	-
61	Emberiza hortulana Садовая славка	-	-	-	0,3	-
62	Fringilla coelebs Зяблик	-	-	-	-	0,2
63	Carpodacus erythrinus Обыкновенная чечевица	-	2,5	-	-	9,2
	Всего видов	39	30	12	10	12

В первую очередь здесь преобладает группа водных и околоводных птиц. Как правило, по мере удаления от кромки моря вглубь Мангышлака число видов и их численность резко снижается. Но у отдельных их представителей численность, а соответственно и плотность населения, может быть выше, что связано с чрезвычайной редкостью там водоемов, имеющих к тому же искусственное происхождение (см. таблица ниже).



Таблица 1.1.9.2 - Плотность населения наземных позвоночных животных в водных станциях

№	Вид	Плотность населения (ос/га) при протяженности учета (км)		
		Побережье Каспия (13)	Водоем накопитель (2)	Сор на блоке 3 А (2)
1	<i>Agama sanguinolenta</i> Степная агама	-	2,0	-
2	<i>Natrix tessellata</i> Водянойуж	9,2	13,0	-
3	<i>Ixobrychus minutus</i> Волчок	-	0,05	-
4	<i>Anas strepera</i> Сераяутка	0,15	-	-
5	<i>Fulica atra</i> Лысуха	8,6	0,5	-1
6	<i>Charadrius dubius</i> Малыйизук	2,0	0,05	0,45
7	<i>Charadrius alexandrinus</i> Морскойизук	1,0	0,05	1,15
8	<i>Himantopus himantopus</i> Ходулочник	0,85	0,55	3,1
9	<i>Sterna hirundo</i> Речнаякрачка	1,3	0,45	-
10	<i>Sterna albifrons</i> Малаякрачка	1,6	0,1	-
11	<i>Hirundorustica</i> Деревенская ласточка	1,4	0,2	-
12	<i>Calandrellarufescens</i> Серый жаворонок	-	0,5	0,2
13	<i>Hippolaisrama</i> Малая бормотушка	-	0,2	-
14	<i>Oenanthesdeserti</i> Пустынная каменка	-	-	0,1
15	<i>Rhodospizaobsolete</i> Буланный вьюрок	-	0,2	0,1
16	<i>Erinaceus auritus</i> Ушастыйеж	0,1	-	-
17	<i>Canis lupus</i> Волк	0,1	-	-
18	<i>Vulpes vulpes</i> Лисица	0,1	-	-

На рисунке 1.1.9.1 показаны основные миграционные потоки птиц, тюленей, сайги.

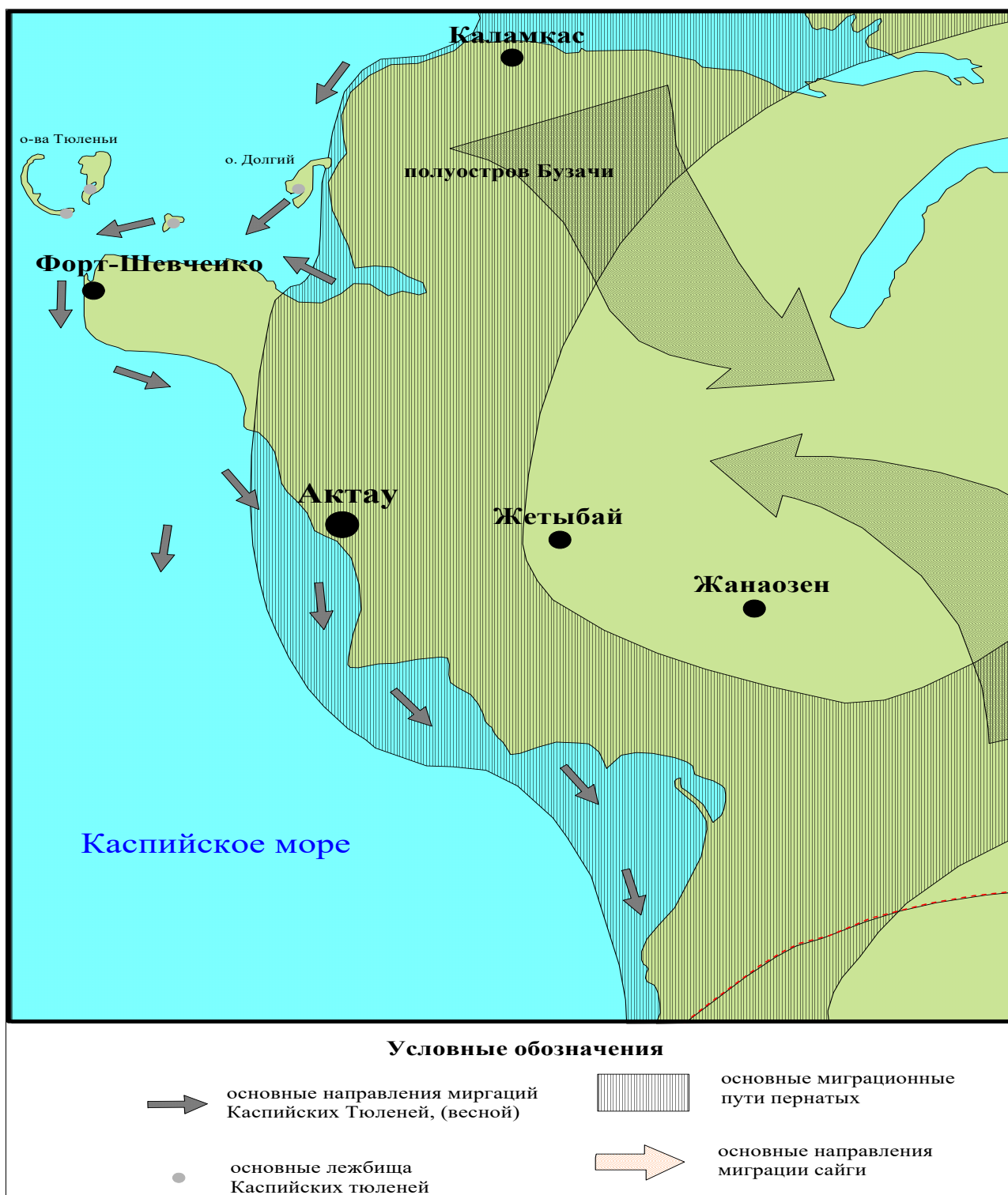


Рисунок 1.1.9.1 - Основные миграционные пути птиц, тюленей, сайги

1.1.10 Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных

Правовой основой определения статуса редких и исчезающих видов флоры и фауны служит Постановление Правительства Республики Казахстан Постановление Правительства Республики Казахстан от 2 июня 2012 года № 734 Об утверждении Правил ведения Красной книги Республики Казахстан, а также нормативный акт Правительства РК от 10 апреля 2002 г. №408-Р020408 «Об утверждении перечня видов и подвидов животных, включенным в Красную книгу РК, перечня животных, охота на которых разрешена в РК и перечня животных, охота на которых разрешена по лицензии». Законодательством запрещается всякая деятельность, ведущая к сокращению численности объектов животного и растительного мира, включенных в Красную книгу, и ухудшающая среду их обитания. Большинство видов птиц, занесенных в Красную книгу РК, находятся на рассматриваемой территории в конце лета, в период подготовки к перелёту. Несколько видов редких пернатых гнездится в пределах прибрежной зоны.

Характер пребывания и численность некоторых из них приводится в таблице 1.1.10.1.

Таблица 1.1.10 - Характер пребывания некоторых видов редких птиц, встречающихся в районе проектируемого объекта и прилегающих территориях

Вид	Категория статуса	Характер пребывания		Численность	
		SW		SW	
1. Розовый пеликан - <i>Pelecanus onocrotalus</i>	I	-		-	
2. Кудрявый пеликан - <i>Pelecanus crispus</i>	II	-		-	
3. Малая белая цапля - <i>Egretta garzetta</i>	III	TM		гр	
4. Колпица - <i>Platalea leucorodia</i>	II	TM		ас	
5. Каравайка - <i>Plegadis falcinellus</i>	II	TM		ас	
6. Фламинго - <i>Phoenicopterus roseus (ruber)</i>	II	BM		гр	
7. Лебедь-кликун - <i>Cygnus cygnus</i>	II	WV		гр	
8. Белоглазая чернеть - <i>Aythya nyroca</i>	III	TM		ас	
9. Скопа - <i>Pandion haliaeetus</i>	I	TM		гр	
10. Змееяд - <i>Circetus ferox</i>	II	BM		гр	
11. Степной орел - <i>Aquila rapax (nipalensis)</i>	V	BM		гр	
12. Огильник - <i>Aquila heliaca</i>	III	BM		гр	
13. Беркут - <i>Aquila chrisaetos</i>	III	WV		гр	
14. Орлан-белохвост - <i>Haliaeetus albicilla</i>	II	WV		ас	
15. Балобан - <i>Falco cherrug</i>	I	RS		гр	
16. Журавль-красавка - <i>Anthropoides virgo</i>	V	-		-	
17. Султанка - <i>Porphyrio porphyrio</i>	II	WV		ас	
18. Дрофа - <i>Otis tarda</i>	I	TM		ас	
19. Джек - <i>Chlamydotis undulata</i>	II	BM		см	
20. Черноголовый хохотун - <i>Larus ichthyaetus</i>	II	BM		ас	
21. Чернобрюхий рябок - <i>Pteroclesorientalis</i>	III	BM		см	
22. Саджа - <i>Syrhaptesparadoxus</i>	IV	BM		гр	
23. Филин - <i>Bubo bubo</i>	II	RS		гр	

Примечание: SW - Юго-западный регион Мангистауская область,

Характер пребывания: RS – гнездящийся, оседлый; BM – гнездящийся, перелетный; TM – пролетный; WV – зимующий; VG – залетный

Численность: ab – многочисленный; см – обычный; гр – редкий; ас – случайный.



В условиях, когда на Земле ежегодно исчезают десятки и сотни видов фауны и флоры, огромное значение, наряду с мероприятиями по охране окружающей среды, приобретает создание различных видов биосферных заповедников, заказников, памятников природы и т.д. В этом плане у нас в республике намечается тенденция к увеличению таких территорий, призванных, с одной стороны сохранить генофонд живой природы, с другой - служить эталонами биосферы. Поэтому очень важно исключить всякое антропогенное воздействие на подобные территории.

Основными объектами, подлежащие охране в Мангистауской области, являются:

Млекопитающие:

Устюртский муфлон (*Ovis orientalis arcal*). Статус – редкий, исчезающий подвид азиатского муфлона. Обитатель чинков, гор и бессточных впадин Мангистау, единственный представитель горных баранов Казахстана, обитающий в пустынной зоне с резко континентальным климатом. Занесен в «Красную книгу».

Джейран (*Larella subgutturasa*). Статус - редкий, исчезающий вид. Типичный обитатель пустынь различного типа, глинистых, щебнистых, заходит в песчаные, встречается в предгорных, широких долинах. Занесен в «Красную книгу» Международного Союза охраны природы (МСОП). В настоящее время встречаются единичные виды.

Каракал (*Felis caracal*). Статус - очень редкий зверь, занесен в «Красную книгу» МСОП. В Казахстане очень редок. На полуостровах Бузачи и Мангышлак, а также у северного, западного и южного чинков Устюрта.

Перевязка (*Vermela peregusna*). Статус - редкий зверек. Занесен в «Красную книгу». Средняя плотность распространения зверька оценивается в пределах 0,1-0,7 особей на 1000 га, хотя в отдельных местах она может даже превышать одну (1) особь.

Пегий пutorак. Статус - средний зверек, эндемик Казахстана, обычен для песков Мангышлака. Предпочитает полужакрепленные пески, может быть и среди сыпучих и слабо задернованных барханных песков. Занесен в «Красную книгу».

Длинноиглый еж. Статус - редкий зверек. Является эндемиком Мангышлака. Держится в каменистых биотопах, но может быть по окраинам барханных песков. Представляет большой научный интерес и требует повсеместной охраны.

Желтая пеструшка. Статус - редкий представитель млекопитающих. Малоизучен. Занесен в «Красную книгу».

Кожанок Бобринского. Статус - редкий зверек. Селится в старых могильных постройках и мазарах. В связи с узкоареальностью и редкостью этот вид зоологами внесен в новое издание «Красной книги».

Птицы:

Намного больше краснокнижных видов орнитофауны могут встречаться в данном районе, хотя из них более или менее регулярно регистрируемых довольно мало. Большая часть видов имеет очень низкую численность или встречается единично. В связи с этим дается характеристика только тех видов, которые регулярно регистрировались при аэровизуальных учетах.

Чернобрюхий рябок (*Pterocles orientalis*). Редкая, малоизученная птица, занесена в «Красную книгу».

Степной орел. Типичный представитель открытых сухих равнин. Это оседлая птица. Численность за последние годы повсеместно снижается, что связано с возрастанием антропогенного воздействия. Занесен в «Красную книгу».

Беркут. Редкий, исчезающий вид. Основу питания составляют грызуны, главным образом суслики, хотя питается и пресмыкающимися. Занесен в «Красную книгу».

Орлан - белохвост. Очень редкий вид. Характерной особенностью является то что, он занесен одновременно в Красные книги МСОП, СССР и Казахской ССР. Черноголовый хохотун. Составляет около 4% численности всех чаек, обитающих у восточного побережья Каспия (почти 1,5 тыс. особей), где на шалыгах встречаются его гнездовые колонии. Занесен в «Красную книгу».

Белохвостая пигалица. Редко встречающийся вид. Занесена в «Красную книгу».

Колпица. Очень редко встречается. Занесена в «Красную книгу».

Пресмыкающиеся:

Четырехполосый полоз (*Elaphe guatuorlineata*). Статус - редкое пресмыкающееся. Обитатель пустынных ландшафтов, песков. Глинистых и каменистых пустынь, солончаков, поселяется в постройках человека. Занесен в «Красную книгу». Найден только в западных районах республики, в том числе на Мангышлаке и Устюрте. Других редких видов пресмыкающихся, а также земноводных в данном районе не зарегистрировано.

Достоверно подтвержденных сведений о нахождении редких видов членистоногих на рассматриваемой территории почти нет. Тем не менее, здесь имеются пригодные биотопы для дыбки степной, сколки степной и ктыря гигантского, внесенных в «Красную книгу».

Насекомые:

Дыбка степная (Saga pedo) – сокращающийся в численности вид. Статус – II категория. Относится к отряду Прямокрылые, семейство Кузнечики настоящие. Один из самых крупных кузнечиков, бескрылый.

Кузнечик темнокрылый (*Ceraeocercus fuscipennis*) – редкий вид, эндемик, реликт древней фауны, сформировавшийся на восточном побережье моря Тетис, в той его части, которая соответствует современному обрамлению Туранской низменности. Статус – III категория.

Крупный кузнечик с хорошо развитыми надкрыльями и крыльями, достигающими конца брюшка или заходящими за него. Серовато-желтого цвета или буроватый.

Ктырь гигантский (*Satanas gigas*) – сокращающийся в численности вид. Статус – II категория. Относится к отряду Двукрылые, семейство Ктыри.

Один из самых крупных ктырей нашей фауны, длина тела достигает 38-50 мм тело покрыто серой пылью, крылья прозрачные, жилки, начиная с медиальной, не доходят до края крыла. Хоботок склеротизованный, ноги в волосках и щетинках.

Повсюду встречается единично, в результате сокращения ареала.

Махаон (*Papilio machaon*) – сокращающийся в численности вид. Статус – II категория. Относится к отряду Чашуекрылые или бабочки, семейство Парусники. Длина переднего крыла 35-45 мм общий фон крыльев ярко-желтый, с тремя пятнами на передних крыльях. Внешняя кайма на обоих крыльях черная с краевыми желтыми лунками.

На задних крыльях внешняя кайма синими пятнами, у заднего угла красные пятна с синим отблеском, на внешнем крае крыльев вытянутый хвостик.

А также могут встречаться:

Стрекозы – **Дозориц император (*Anax imperator*)**;

Богомолы – **Боливария короткокрылая (*Bolivaria brachyptera*)**;

Перепончатокрылые – **Сколия степная (*Scolia hirta*)**;

Чешуекрылые – **Медведица красноточечная (*Utetheisa pulchella*)**, **Микрозегрис пламенный (*Mycrozegrus pyrothoe*)**.

1.1.11 Морская биологическая среда

Фитопланктон

Фитопланктон - основа рыбных богатств. Им питается большинство обитателей моря - от невидимых простым глазом одноклеточных до крупных беспозвоночных животных. Хищные рыбы тоже косвенным образом зависят от фитопланктона, потому что пожираемые ими рыбы или морские беспозвоночные животные питаются фитопланктоном. К фитопланктону относятся одноклеточные водоросли размером от нескольких тысячных до одной десятой миллиметра. Интенсивность развития фитопланктона зависит не только от степени освещенности, но и от количества питательных веществ, растворенных в воде.

Фитопланктон Каспийского моря отличается от фитопланктона других морей с нормальной соленостью бедностью морскими видами и преобладанием солоноватоводных видов. Причиной этого является пониженная соленость его вод. В фитопланктоне Каспийского моря обнаружено 449 видов водорослей: диатомовых - 163, синезеленых - 102, зеленых - 139, пиррофитовых - 39, золотистых - 1, эвгленовых - 5. В Северном Каспии найдены 414, в Среднем - 225 и Южном - 71 вид. Видовое разнообразие фитопланктона уменьшается с севера на юг за счет выпадения пресноводных форм. Число морских видов в фитопланктоне Каспия составляет 47, солоноватоводных - 66, солоноватоводно-пресноводных - 74, пресноводных - 210 и прочих - 52 вида. Среди фитопланктона Каспийского моря наиболее многочисленны экзувиелла и ризосоления. Экзувиелла - коренной обитатель Каспия, ризосоления - сравнительно недавний его вселенец. По числу клеток на единицу объема воды экзувиелла превосходит ризосолению, но биомасса ее значительно ниже, поскольку клетки в десятки раз мельче. Наибольшее развитие экзувиеллы отмечается летом и осенью, ризосолении - весной и летом. В фитопланктоне Северного Каспия преобладают пресноводные виды, среди которых господствуют синезеленые и зеленые водоросли. Пресноводные виды обитают преимущественно в приустьевых районах Волги и в юго-западных районах Северного Каспия, находящихся под влиянием волжского стока. В планктоне Южного Каспия обильно развиваются перидиниевые водоросли. Для них весьма характерна способность развиваться в большом количестве при малом содержании в воде фосфатов и нитратов. Средний Каспий по развитию перидиниевых занимает промежуточное положение. Синезеленые являются второй по значению группой. Они развиваются при широком диапазоне солености и свойственны преимущественно мелководным участкам. Сезонные изменения фитопланктона в Каспийском море более или менее постоянны. В Северном Каспии весенний биологический сезон начинается с момента освобождения моря ото льда. В начале весны температура воды еще низкая (4-7 °С), фитопланктон беден и состоит исключительно из диатомовых и синезеленых водорослей. Во второй половине весны в юго-западной части Северного Каспия и в приустьевом участке Волги наблюдается массовое развитие диатомовых водорослей, которые вызывают «цветение» воды.

Летом число видов фитопланктона увеличивается. Доминирующими видами летнего планктона Северного Каспия становятся ризосолении, хетоцерос, экзувиелла и другие. Во второй половине лета «цветение» воды вызывают синезеленые водоросли. Осенью синезеленые водоросли исчезают из планктона Северного Каспия и вместо них начинают преобладать диатомовые и перидиниевые водоросли. В отдельные сезоны на мелководьях Северного Каспия образуют высокую биомассу нитчатые зеленые водоросли - спирогира и

зигнема. В Среднем и Южном Каспии в отличие от Северного вегетация водорослей продолжается и зимой. На востоке развитие водорослей идет интенсивнее, чем на западе, в связи с более высокой температурой воды в восточной части моря. Весной большое развитие имеют диатомовые ризосоления и хетоцеросы. Однако видовой состав фитопланктона в это время года небогат, что связано с бурным развитием ризосолений. Особенно обильна ризосоления в восточной части Среднего Каспия. Летом из фитопланктона Среднего и Южного Каспия исчезают хетоцеросы, но получают массовое развитие перидиниевые водоросли - экзувиелла и другие. Диатомовые водоросли занимают подчиненное положение. Осенью в фитопланктоне Среднего и Южного Каспия снова появляются диатомовые родов хетоцерос и талассиосира. В Среднем Каспии в отличие от Южного в начале осени большого развития достигают также виды летнего комплекса и синезеленые водоросли. В западной части Среднего Каспия количественное развитие отдельных групп фитопланктона неодинаково. Спорадически вдоль западного побережья Среднего и Южного Каспия достигает значительного развития талассиосира. Среди диатомовых осенью большую роль играет ризосоления, за счет которой и создается основная биомасса фитопланктона. Максимальное развитие ее отмечается в районе Дербента. В планктоне Среднего и Южного Каспия преобладают солоноватоводные виды, а за ними следуют пресноводные и другие группы. В Северном Каспии продукция фитопланктона в пограничных со Средним Каспием зонах весной в 10 - 20 раз превышает продукцию открытой ото льда восточной части Северного Каспия. Летом продукция фитопланктона увеличивается в 8 - 9 раз, что связано с повышением температуры воды. В западной части Северного Каспия образуется 17,3 млн. т органического вещества, что составляет более 76% всей продукции этого района. Таким образом, Северный Каспий отличается высокой продуктивностью, и его можно отнести к водоемам с высокой кормностью. В целом продукция фитопланктона в Каспийском море составляет около 2 - 2,2 млрд. т, а вместе с бактериями - 2,4 млрд. т. Живой и отмирающий фитопланктон является основным кормом для пелагических и донных животных.

Зоопланктон

В зоопланктоне Каспийского моря обнаружено всего 315 видов: инфузории - 135, кишечнополостные - 2, коловратки - 67, ветвистоусые рачки - 54, веслоногие рачки - 32, ракушковые раки - 1, мизиды - 6, кумовые - 5, амфиподы - 6, амфиподы - 1, клещи - 1, прочие - 5 видов. К прочим организмам относятся личинки двустворчатых моллюсков, баянусов, десятиногих ракообразных, а также икра и личинки рыб кильки, кефали. В составе зоопланктона имеется небольшое число эндемиков: 16 видов полифемид, 7 видов копепод и 2 вида коловраток. Из них широко распространенными видами являются



веслоногий рачок, ветвистоусые рачки. По числу видов в планктоне преобладают солоноватоводные (без инфузорий), составляющие 72,1% всей фауны. На долю пресноводных видов приходится всего 27,9% всей фауны зоопланктона. Автохтонные виды зоопланктона обитают при нормальной или близкой к нормальной солености этого моря. Основной район их обитания - глубоководная часть моря, где соленость воды наиболее стабильна. Кроме автохтонов в зоопланктоне имеются также арктические и средиземноморские виды. Арктические виды (лимнокалянус, 4 вида мизид) обитают в глубоководных частях моря, поскольку они избегают воды с высокой температурой. Средиземноморские виды обитают почти по всему Каспию. В планктоне Каспийского моря, как уже было сказано, обитает 135 видов инфузорий, из них в Северном Каспии - 73 вида, в Среднем - 112 видов и в Южном - 108 видов. Зимой основная масса инфузорий скапливается в слоях 25 - 50 или 50 - 70 м. В нижних слоях воды значительное развитие имеют холодолюбивые виды. Весной инфузории концентрируются в основном у поверхности воды. В слое воды 0 - 1 м большого развития достигают тинтиниды, а на глубине 0 - 5 м - другие виды. В мелководных защищенных от ветра районах в слое воды 0 - 4 м наибольшего развития достигают виды *Holotricha*, а в слое 0 - 2 м - виды *Spirotricha*. Летом большое развитие инфузорий отмечается в слое 5 - 10 м. Осенью, с похолоданием поверхностных, слоев воды, основная масса инфузорий опускается на глубины 5 - 10 и 10 - 25 м. Из пяти видов кишечнотелостных, обитающих в Каспийском море, в зоопланктоне найдено два вида. Из них *Moerisia pallasii* имеет планктонную форму полипов; этот вид выдерживает значительное повышение солености. В летнем планктоне он достигает массового развития, так что в это время даже изменяется цвет воды. Полипы этого вида очень прожорливы, они поедают довольно крупные организмы, превосходящие их по размерам. *Blackfordia virginica* имеет медузоидное поколение, которое обитает в поверхностном слое воды около берегов; этот вид выдерживает сильную соленость воды. Коловратки обитают преимущественно в опресненных участках моря - приустьевых районах Волги и Куры. Большинство коловраток представляют собой пресноводные виды, некоторые же являются солоноватоводными видами. Основную часть всех коловраток составляют приустьевые формы, случайно попадающие в прибрежные районы моря с речными водами. Они считаются временными или случайными компонентами прибрежного планктона Каспия. Некоторые виды коловраток являются эвригалинными или эврибионтными формами, которые живут в пресноводных водоемах, но могут развиваться также в мелководных районах Каспия при низкой солености. В Среднем и Южном Каспии распространены солоноватоводные виды ветвистоусых рачков. В Среднем Каспии биомасса зоопланктона в среднем составляет в западной части $0,5 \text{ г/м}^3$, а

в восточной - $0,07 \text{ г/м}^3$. Около 90% всей биомассы зоопланктона приходится на долю веслоногих рачков. Летом в западной части Среднего Каспия вблизи устьев рек Сулак и Самур наблюдается большое развитие зоопланктонных организмов, биомасса их иногда достигает $0,8 \text{ г/м}^3$, а в районе Мангышлака - $1,05 \text{ г/м}^3$. В Южном Каспии зимой в прибрежных зонах развиваются каланипеда, эуритемора и галициклопс. В небольшом количестве встречаются ветвистоусые рачки, личинки моллюсков, мизиды и гаммариды. Доминирующими элементами планктона являются личинки баянуса. Они в 1,5 раза превосходят по количеству личинок веслоногих рачков и в 3,5 раза личинок эуритеморы. Осенью биомасса зоопланктона увеличивается, однако с удалением от берегов она резко падает. Наиболее богат зоопланктоном район от мыса Бяндован до устья Куры. В целом можно отметить, что в центральной части Каспийского моря обитают морские автохтонные и арктические виды, совершающие вертикальные миграции до глубины 200 - 400 м. В прибрежной зоне преобладают как средиземноморские и пресноводные, так и автохтонные виды. Трофическая структура зоопланктона Каспийского моря представлена следующим образом: в глубоководных районах преобладают фитофаги, в зоне кругового течения увеличивается роль хищников, а на мелководьях наряду с фитофагами и хищниками появляются также детритофаги.

Зообентос

Распределение бентосных животных в Каспийском море тесно связано с характером грунта и глубиной. По числу видов в зообентосе преобладают простейшие, нематоды, высшие ракообразные и моллюски. В Каспийском море найдено 855 видов донных животных: инфузории - 305, нематоды - 52, моллюски - 116, амфиподы - 74, ракушковые раки - 46 видов и др. Число видов больше в прибрежных зонах (0 - 50 м), чем на глубоководных участках. На больших глубинах (500 - 1025 м) обитают преимущественно арктические виды ракообразных и очень редко встречаются малощетинковые черви и личинки хирономид. В Северном Каспии найдено 276 видов донных животных. До падения уровня моря видовой и количественный состав зообентоса Северного Каспия по годам существенно не изменялся. Однако в период падения уровня моря наблюдалось снижение продуктивности донной фауны, при этом отмечалось увеличение биомассы азово-черноморских вселенцев. Они достигают большого развития в юго-западной части Северного Каспия, где имеет место приток соленых вод из Среднего Каспия. В юго-восточной части Северного Каспия преобладают моллюски митилястер и гипанис. В предустьевых районах Волги на глубинах 1 - 2 м преобладают пресноводные виды моллюсков, которые составляют 84% всей биомассы бентоса. В глубинных зонах Северного



Каспия на границе со Средним Каспием наблюдается повышенное развитие бентоса. И здесь по биомассе доминируют моллюски - митилястер и абра. В бентосе Среднего Каспия обнаружено 589 видов животных, из них на долю инфузорий приходится 233 вида. В западной части Среднего Каспия найдено 199 видов инфузорий. В восточной части Среднего Каспия найдено 90 видов инфузорий. В бентосе Среднего Каспия по биомассе доминируют азово-черноморские вселенцы (моллюски митилястер, абра, церастодерма, многощетинковый червь нереис) и некоторые каспийские виды - моллюски дрейссена, пиргулы (4 вида), многощетинковый червь гипания и личинки хиронимид. Зообентос Южного Каспия играет важную роль в воспроизводстве рыбных запасов. В предустьевом районе Куры кормится молодь рыб, выращенная в нерестово-выростных хозяйствах и на рыбоводных заводах, а также в естественных нерестилищах Куры. В некоторых районах Южного Каспия расположены основные пастбища промысловых рыб. В бентосе Южного Каспия отмечено 589 видов животных, из них инфузорий - 279 видов. У западного побережья обитает 223 вида донных животных. Наибольшее развитие донной фауны наблюдается на глубинах 10 - 50 м. В бентосе по биомассе преобладают моллюски (митилястер, абра и дрейссена), составляющие 70,3% всей донной фауны. Второе место занимают ракообразные, составляющие 29,7% всей биомассы бентоса. Среди ракообразных первое место занимает баянус (68,3%), а второе - краб (25,1%). Высокие показатели биомассы бентоса отмечаются у мыса Бяндован, Ленкорани и Астары. В предустьевых районах Куры найдено всего 13 видов донных животных, из них 46,1% приходится на долю азово-черноморских вселенцев. К ним относятся многощетинковый червь нереис, моллюски митилястер, абра, церастодерма, рачок баянус, краб. По численности преобладают многощетинковые черви, а по биомассе - моллюски. В целом в западной части Южного Каспия биомасса бентоса в период падения уровня моря снизилась более чем в 6,7 раза, в том числе биомасса моллюсков - в 12 раз; а биомасса ракообразных увеличилась. Снижение биомассы бентоса тесно связано с уменьшением биомассы митилястера, который выедается крабом. Развитие митилястера подавляется также баянусом, который развивается на его створках и тем самым осложняет работу фильтрационного аппарата моллюска. В составе зообентоса заливов Каспийского моря произошли значительные изменения и в связи с осолонением вод. В большинстве заливов по числу видов и биомассе доминируют азово-черноморские вселенцы. В них исчезли бывшие биоценозы с каспийской фауной. Разрушение биоценозов связано с тем, что каспийские виды не могут выдерживать осолонения воды. Под влиянием увеличения солености вод в заливах появились совершенно новые биоценозы, где доминантными видами являются азово-черноморские вселенцы. Таким

образом, обогащение донной фауны заливов произошло за счет проникновения более солоноватоводных элементов по Волго-Донскому каналу из Азово-Черноморского бассейна. Этот процесс очень интенсивно идет в заливах Красноводском, Южном Челекенском, Балханском, Горган, где экологические ниши почти полностью заняты азово-черноморскими вселенцами. Только в Казахском заливе, где соленость воды не претерпела существенного изменения, по биомассе доминирует каспийская фауна. Обобщая изложенное, можно отметить, что под влиянием повышения уровня Каспийского моря происходят изменения в продуктивности донной фауны Каспийского моря. Эти изменения пока являются не резкими, но они говорят о том, что в Каспийском море наблюдается тенденция к изменению видового и количественного состава донных животных. Общие запасы зообентоса в Каспийском море оценивают в 32 млн. т, а его ежегодную продукцию - в 64 млн. т. Для продуцирования всей биомассы зообентоса необходимо около 600 млн. т фитомассы - живой и в виде детрита. Таким образом, для формирования зоопланктонных и зообентосных животных расходуется всего 40% первичной продукции - фитопланктона, а остальная ее часть оседает на дно. А из 20 - 25 кг зообентоса получается 1 кг рыб-бентофагов. Таким образом, для получения 1 млн. т рыб-бентофагов необходимо около 20 - 25 млн. т бентоса, или 27 - 42% его продукции. Следует оговориться, что зообентос глубоководных районов Каспия почти не используется рыбами. В целом можно отметить, что по биомассе зообентоса наиболее продуктивными районами моря можно считать Средний и Южный Каспий, где имеются большие запасы кормовой базы. Однако более полно используются рыбами донные кормовые животные Северного Каспия, так как в этом районе кормятся все рыбы, жизнь которых связана с Волгой и Уралом.

1.1.12 Ихтиофауна

Видовой состав ихтиофауны Каспийского моря, по сравнению с другими внутренними морями, не отличается большим видовым разнообразием. По числу видов рыб каспийское море заметно уступает им. Здесь обитает 62 (без речных) вида рыб. В тоже время видовая бедность каспийской ихтиофауны в значительной степени компенсируется большим количеством отдельных видов и форм.

Такая особенность характерна для экосистемы, достаточно долго развивающейся в условиях изолированности, где среда обитания отдельных и определенных групп биоценозов, заметно отличаются от жизненных условий в других водоемах. Поэтому и численность таких рыб, как осетровые и другие промысловые рыбы Каспия, достигает миллионов и миллиардов особей. Общая характеристика Каспийского моря изучена

достаточно полно и к настоящему времени накоплен значительный материал о видовом составе, происхождении, биологии, питании и других экологофизиологических особенностях рыб. Из-за огромных рыбных запасов ихтиология на протяжении десятилетий развивалась и процветала на Каспии и в его бассейне.

По числу видов и подвидов преобладают представители семейств карповых, бычковых и сельдевых, дающих 75% ихтиофауны Каспия. Обширна группа реликтовых рыб, которые приспособились к условиям обитания в слабосоленой каспийской воде.

В приустьевых зонах рек Волги и Урала, благодаря образованию буферной зоны, обеспечивается постепенная адаптация к изменению солености у молоди осетровых и проходной сельди, скатывающейся из реки в море, и взрослых особей, мигрирующих на нерест в реки из моря.

Ихтиофауна Каспийского моря характеризуется преобладанием эндемиков. Этот устойчивый эндемизм прослеживается, начиная с рода, и возрастает при переходе к более мелким систематическим единицам. Преобладание в составе ихтиофауны эндемичных форм, относящихся к семействам бычковых и сельдевых, свидетельствует об интенсивном видообразовании среди этих рыб. Наиболее полно в Каспийском море сохранилась морская реликтовая фауна. Она представлена килькой и сельдью. Преобладание этой фауны связывают с ее изолированностью от Мирового океана и невозможностью обновления видового состава. Характерно, что если соотношение количества видов и форм пелагических рыб соответствует таковым придонных рыб, то при составлении массы тех и других заметное преобладание в настоящее время в Каспии принадлежит пелагическим видам, главным образом, за счет килек.

Кроме того, среди каспийских рыб наряду с видами, ареал которых сравнительно ограничен, имеется много форм, для которых характерны протяженные миграции из одной зоны моря в другие, а также из моря в реки. Это связано с тем, что вследствие меридиональной протяженности Каспия отдельные его части располагаются в разных климатических зонах и имеют различный термический режим. Такие существенные особенности рыб положены в основу их биологической классификации.

Морские рыбы всю жизнь проводят в море и не выходят за его пределы. Морских промысловых рыб в Каспии очень мало. Это три вида килек, большеглазый и каспийский пузанки, долгинская сельдь и два вида кефали, переселенных из Черного моря.

Морские рыбы из семейства сельдевых – чрезвычайно интересные объекты научных исследований и одновременно важные промысловые виды.



Собственно сельди представляют широко распространенный род *Alosa*, виды которого обитают не только в Каспии, но и в северной части Атлантического океана, Средиземном, Черном, Балтийском морях и впадающих в них реках. Кильки, правильнее туюльки относятся к понто-каспийскому роду *Clupeonella*.

Если рассматривать каспийских сельдевых в целом, то среди всех рыб Каспия по величине ихтиомассы они занимают первое место. Если же давать количественную оценку по родам (отдельно сельдям и килькам), то выясняется, что и первые и вторые сейчас также весьма многочисленны.

Два вида килек – анчоусовидная и большеглазая – являются эндемиками и нигде, кроме Каспийского моря, не встречаются. Род *Alosa* делится на три вида, причем все они – большеглазый и грутлогоовый пузанки и куринская полосчатая сельдь – также эндемичны, и потому их уничтожение приведет к потере генофонда мировой ихтиофауны. Ареал сельдевых – весь Каспий, кроме залива Кара-Богаз-Гол. Но в некоторых частях моря они появляются на некоторое время, в период размножения, в других держатся сравнительно долго.

Большую группу морских рыб представляют, которые не имеют промыслового значения, но являются важными кормовыми компонентами для многих видов рыб, в том числе и осетровых.

Речные рыбы или генеративно-пресноводные, обитающие только в пресных водах. Самыми многочисленными по видовому составу и массовыми по объему вылова среди рыб являются карповые. Вобла, лещ, сазан и др. речные рыбы до сего времени составляют основу промысла. В связи с повышением уровня моря в последние годы такие виды рыбы, как сазан, сократил миграции в дельты реки, для нереста используются опресненные береговые островные зоны. Границу ареалов полупроходных и речных рыб можно определить только приблизительно. Внешне обе формы рыб практически идентичны.

В последние годы в низовьях рек Волга и Урал в значительных количествах появился серебряный карась. Проходные рыбы до наступления половой зрелости живут в море, а для размножения мигрируют в реки, обычно на большие расстояния от устья. Среди проходных рыб наибольшую ценность представляют три вида осетровых из семейства *Acipenseridae*: русский осетр, белуга и севрюга. В последние годы все чаще в водах Северного Каспия встречается молодь персидского осетра.

Для осетровых характерна сложная схема нерестовой миграции. Внутри каждого вида есть группы рыб, начинающие ход в реки различной степени развития гонад и в разные сезоны года, отчего продолжительность пребывания зрелых особей в речных водоемах неодинакова: одни зимуют в реке, а размножаются весной следующего года, другие

нерестятся в тот же год, в который заходят в пресные воды. Северный Каспий играет большую роль в жизнедеятельности осетровых: для белуги – это нагульная акватория, где концентрируются полупроходные виды рыб – объекты ее питания; для севрюги – основные места обитания во все сезоны года, общая площадь распространения которой в зависимости от сезона года колеблется от 10,3 до 16,0 тыс.км².

Полупроходные рыбы придерживаются опресненных участков моря, а для размножения мигрируют на небольшие расстояние от устьев и обычно не покидают водоемов дельт. Наиболее массовыми видами из полупроходных рыб Северного Каспия являются вобла, лещ, судак, жерех. Обитают полупроходные рыбы, как правило, в мелководной зоне Северного Каспия, а для икрометания заходят в реки. Высоко по рекам они на поднимаются (100-120 км от устья).

Эффективность размножения полупроходных рыб в значительной мере зависит от характера половодья и прежде всего, от максимального уровня воды в реках, определяющей площади нерестилищ и их продуктивность. В зимний период решающими факторами оказываются условия зимовки и солевой режим Северного Каспия. Граница зоны оптимума для воблы, леща – 7%, судака – 10%. Весьма существенна связь рыб с биотической средой в процессе питания. Поэтому предполагают, что продукция осетра и севрюги в прошлом формировалась за счет автохтонного реликтового бентоса. Большая роль в питании молоди рыб и мелких видов, имеющих промысловое значение (кильки, сельди и др.) принадлежит низшим ракообразным, особенно конеподы и кладоцере. Характерно в этом отношении формирование биомассы килек, которое создается исключительно за счет двух видов планктонных рачков – *Eurytemora grimmeri* и *Halicyclops sarsi*.

Значительная часть пищи каспийских рыб состоит из высших ракообразных. В этом отношении важное значение имеют бентические и нектобентонические бокоплавы (*Amphipoda*) и мизиды (*Mysidacea*).

Характерной особенностью питания каспийских рыб является их хищничество. Однако в зависимости от возраста оно выражено в разной степени. Рыбы питаются и планктонными организмами. Для представителей каспийской ихтиофауны характерны сложные пищевые взаимоотношения. Часто рыбы поедают не только мальков и сеголетков малоценных видов, но и ценных пород.

Распределение рыб и пути миграции на акватории Северного Каспия

Особенности гидролого-гидрохимического режима моря, наряду с кормовой продуктивностью, определяют характер распределения и миграций рыбных объектов и значимость отдельных районов для нагула и размножения рыб и тюленя.



На протяжении года роль различных регионов Каспийского моря для отдельных видов рыб меняется, однако, в многолетнем плане сохраняется определенное постоянство:

- северный Каспий в весенне-летний период является основным местом нагула молоди и взрослых особей осетровых и полупроходных рыб;
- северный Каспий в весенне-летний период служит нерестовым ареалам обыкновенной кильки и мигрирующих морских сельдей;
- в зимний период здесь размножается каспийский тюлень.

В распределении ихтиофауны Каспийского моря ярко выражена вертикальная зональность. Такая особенность довольно полно была освещена еще Н.М. Книповичем (1921 г.). Установлено, что основная масса рыб держится на глубине 5,0-7,5 м, где физические и химические показатели воды более благоприятны для жизнедеятельности гидробионтов. Однако это не свидетельствует об отсутствии промысловых рыб и объектов их промысловой базы в более глубоких слоях. Вылов сельди на глубине 100 м, анчоусовидной и большеглазой кильки – 120 м, бычков – 200 - 290 м может служить доказательством этого положения. Для осуществления жизненного цикла каспийских рыб важное значение имеет температурный режим. Это можно видеть на примере сельдевых, которых можно отнести к эвритермным видам. Отношение к температуре у сельдевых меняется с переходом от одной фазы жизненного цикла к другой. Мелководный Северный Каспий с его слабосоленоватыми водами, хорошо прогреваемыми в летний период, и богатой кормовой базой представляет собой обширный нагульный ареал для подрастающей молоди и взрослых рыб – осетровых, сельдевых, карповых и др. К осени, с постепенным охлаждением прибрежных вод, начинается обратная миграция осетровых и сельдевых в места зимовки в Средний и Южный Каспий.

1.1.13. Особо охраняемые природные территории расположенные в регионе

В пределах Мангистауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 19.07.2005 года № 746, расположены следующие особо охраняемые природные территории:

- Устюртский государственный природный заповедник;
- Актау-Бузачинский государственный природный заказник (зоологический);
- Каракие-Каракольский природный заказник (зоологический);
- Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона;
- Мангышлакский экспериментальный ботанический сад.



В настоящее время на территории Мангистауской области находятся 9 особо охраняемых природных территорий (ООПТ) (в отличие от 5 в 2009 г.): 1 государственный региональный природный парк, 1 государственный природный заповедник, 2 государственных природных заказника, 4 государственные заповедные зоны и 1 экспериментальный ботанический сад. В рамках отраслевой Программы «Жасыл даму» на 2010-2014 годы 22.06.2012 г. был создан государственный региональный природный парк «Кызылсай», 31.07.2012 г. - государственные заповедные зоны «Тасорпа» и «Жабайушкан», 24.12.2013 г. - государственная заповедная зона «Адамтас». Все эти объекты, в соответствии с постановлением Правительства РК № 1074 от 10.11.2006 г. включены в «Перечень особо охраняемых природных территорий республиканского значения». Имеется памятник природы «Ива Т.Г.Шевченко» - дерево посажено великим украинским поэтом, писателем и художником Т.Г.Шевченко в 1850 году в г. Форт-Шевченко.

Актау-Бузачиский заповедник занимает площадь 170000,0 гектар. Граница проходит от залива Актымсут на севере до поселка Сарыташ на юге.

Максимальная длина территории заказника с северо-запада на юго-восток равна 74 км, а ширина вне заказника с северо-запада на юго-восток равна 74 км, а ширина вне залива Кошак - 32 км. Граница заказника проходит от залива Актымсук через поселок Торлун (Турлен), колодец Тущецагыл выходит к шоссе Шевченко - Каражанбас у кладбища Кум. Далее по шоссе она идет до южного склона хребта Северный Актау и по нему через ущелье Шахбагатысай выходит на приморскую равнину. Затем по сухому руслу Шахбагатысай идет до нижней террасы предгорной равнины, далее по краю террасы идет до оврага восточнее поселка Сарыташ и выходит к морю.

В растительном покрове заказника прослеживается некоторая зональность, что связано со структурой почв и различной степенью увлажненности. В основном растительность здесь представлена полынно и бияургоново-изеневыми ассоциациями и наличием эфемеров. В оврагах и ущельях имеются заросли джунгила, боярышника, колки, чия. В долинах Северного Актау доминирует полынь и изень.

Класс пресмыкающихся представлен здесь 15 видами, в том числе ядовитые - стрелозмея и щитомордик. Есть дрофы-джек и восточный стрепет; большой до 18 видов, отряд куликов, в том числе Сибирский большой кроншнеп, Северный вальдшнеп, бекас и дупель. Отряд гусиных насчитывает 26 названий - лебедь-шипун, лебедь-кликун, казарка, шилохвость, кряква, широконоска, черный турнеп, длинноносый крохаль и другие.

Более 30 хищных птиц - орлан-белохвост, стервятник, черный гриф, орел-могильник и другие. Водоплавающие, исключая некоторых куликов и чаек, у побережья Каспийского

моря и на заливе Кочак останавливаются временно, на перелете, некоторые из них задерживаются при этом весной и осенью на продолжительное время - до месяца и более (фламинго, лебеди, утки, цапли). Повсеместно распространен заяц-песчаник. Численность песчаника подвергается резким колебаниям и находится, в основном, в обратной зависимости от численности лисиц и корсаков.

На территории заказника обитает около 200 лис и столько же корсаков. Очень редко встречаются хищники из семейства куньих - перевязка и ласка. Заметную численность имеет степной хорь. Волков здесь насчитывается до 50. И их численность превышает ту норму, которая для этого района необходима. Из кошачьих наиболее распространена пятнистая кошка. Изредка встречаются барханная кошка, манул. Есть свидетельства очевидцев о встрече с редким животным, занесенным в Международную Красную Книгу - каракалом. Территория заповедника часто посещается сайгаками, В некоторые годы в летнее время здесь пасутся тысячные стада этих животных.

И, пожалуй, главным богатством заповедника являются джейран и муфлон. Джейран держится в основном на Бузачах, в труднодоступных сорах, а муфлон обитает исключительно по хребту Северного Актау.

Из птиц обитателей заказника в Красную книгу занесены: лебедь-кликун, савка, краснозобая казарка, мраморный чирок, черный турпан, кудрявый пеликан, розовый пеликан, фламинго, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, каравайка, тонкоклювый кроншнеп, чернобрюхий рябок, Джек, кречетка, стрепет, беркут, орлан-долгохвост, орлан-белохвост, стервятник, сапсан.

В Красной книге представлены следующие млекопитающие: четырехполосый полоз, пегий пutorак, длинноиглый еж, перевязка, барханная кошка, манул, каракал, джейран, устьюртский баран.

Устьюртский государственный заповедник расположен на одноименном плато, в Каракиянском районе, к востоку от береговой зоны. Он создан в 1984 году на плато Устьюрт на юго-востоке в 150 км от города Жанаозен. Эта территория включает в себя часть плато Устьюрт с чинками, низкогорный хребет Карамая и прилегающие к ним равнинные участки Мангистау, в том числе сор Кендерли. Территория составляет 223 тыс.га. Занимает часть западного чинка плато Устьюрт. Устьюртский биосферный заповедник самый большой, самый молодой в Казахстане.

Цель организации заповедника: охрана и сбережение многих видов животных и растений, занесённых в Международную Красную книгу и Красную книгу Казахстана. Среди животных охране подлежит дикий баран (устьюртский муфлон), джейран, архар, каракал

(хищник из семейства коша чьих), длинноиглый ёж, хорь-перевязка, четырёхполосный полоз. Из птиц: чернобрюхий рябок, кеклик, балобан, пустынная куропатка. Восстанавливается в заповеднике поголовье куланов, гепардов, медоедов, когда - то населявших эти места.

Здесь представлены все виды ландшафта чинки, плато, пески. Разнообразие почвы обуславливает формирование своеобразной флоры. На глинистых почвах преобладают биюргуновые, кейреуковые; на щебнистых тасбиюргуновые; на каменистых ежовниковые, полынные, выюнковые, курчавковые; белобоялычевые и саксауловые: на солончаках реомюриевые, поташниковые и сарсазановые сообщества.

На территории заповедника встречается около 270 видов растений. Из них 5 занесены в Красную Книгу: мягкоплодник критмолистный, катран беззубый, марена меловая, молочай твёрдобокальчатый и солянка хивинская.

Фауна – млекопитающие - 44 вида, в т.ч. грызунов – 17 видов, зайцеобразных – 1, хищных – 12, парнокопытных – 3, насекомоядных – 5, рукокрылых – 6. Птиц - 111 видов, из них гнездятся более 52 видов. Герпетофауна – 17 видов ящериц и 9 видов змей, один вид черепахи среднеазиатской. Серый варан внесен в Красную книгу. Из числа редких - устюртский муфлон, длинноиглый ёж, джейран, каракал, беркут, змея, стервятник, балобан.

Класс земноводные представлен 1 видом - жаба зелёная, класс пресмыкающиеся 22 видами, класс млекопитающие 45 видами, класс птицы 111 видами, включая пролетных. Из них в Красную книгу занесены: птиц - 11 видов: фламинго, балобан, сапсан, стервятник, степной орёл, беркут, филин, джек, змея, чернобрюхий рябок, каравайка; млекопитающих - 9 видов: устюртский муфлон джейран, каракал, манул, перевязка, барханный кот, медоед, белобрюхий стрелоух, гепард; пресмыкающихся - 1 вид: четырёхполосый полоз.

Карагие-Каракольский государственный (зоологический) заказник республиканского значения расположен на территории Каракиянского района Мангистауской области. Имеет площадь 137,5 тыс. га. Главная задача - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защиты своеобразного животного мира этого региона. Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник расположен в десяти километрах от города Актау.

Заказник основан в 1986 г. и включает вторую, после знаменитого Мертвого озера на Синае, самую глубокую точку планеты – впадину Карагие (132 м ниже уровня моря). Общая площадь заповедника 137,5 тыс. га. Объекты охраны - фламинго, стрепет, чернобрюхий

рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот, а на озере Караколь - места гнездования птиц водно-болотного комплекса и зимовок лебедей и уток.

Озеро Караколь - обширное проточное мелководное водохранилище площадью более 5 тыс. га. с многочисленными островками. Занимает часть одноименного сора, расположенного в прибрежной полосе Каспийского моря в 10 км к юго-востоку от г. Актау. Озеро Караколь образовалось за счет сбросных вод предприятия ТОО «МАЭК-Казатомпром», которые выливались им «на поля» с 1967 года. Западная часть озера частично ограничена водозаборным каналом, а от Каспийского моря его отделяет полоса дюнных песков. Острова и берега озера со временем обросли тростником. По сбросному каналу в озеро проникли моллюски, черви, раки, рыба, что создало благоприятные условия для гнездования, зимовки и отдыха птиц различных видов.

Таким образом, озеро Караколь представляет собой яркий пример коэволюции – совместного развития человеческого общества и природы. Только лебедя-шипуна в отдельные зимы здесь насчитывали до 25 тыс. особей.

В течение года на Караколе бывает, в общей сложности, более 80 видов пернатых. Из них 21 вид занесены в Красную книгу Республики Казахстан, а несколько видов - даже в Международную Красную книгу. И как следствие, с 1986 г. озеро Караколь является частью особо охраняемой природной территории (ООПТ) «Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник республиканского значения».

Таким образом, в нынешнюю эпоху, когда человек максимально воздействует на природу, озеро Караколь представляет собой яркий пример мирного сосуществования человеческого общества и природы. Однако в настоящее время озеро Караколь, как это ни печально, не имеет ни службы охраны, ни егерского кордона.

То есть юридический статус ООПТ существует только формально. Только в разгар массовых миграций перелетных птиц на озере проводят рейдовые мероприятия сотрудники администрации заказника. Более того, несколько лет назад в тростниковых зарослях озера Караколь поселились шакалы. Не имея естественных врагов, шакал размножился в большом количестве, и разоряет гнезда птиц. Тревогу вызывают участившиеся случаи браконьерства, и увеличивающееся число отдыхающих, которые оставляют после себя горы мусора.

В 50 км от Актау в восточной части Мангышлакского плато расположена одна из самых глубоких мировых впадин - впадина Карагие - обширная геологическая структура. Она находится на 132,0 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность 60,0 км, ширина 30,0 км. Самая низкая точка - дно сухого соленого озера (сор Батыр) - 132,0 м. Третья впадина по глубине в мире. Наиболее живописный восточный борт впадины. Здесь можно

встретить обнажения геологических пластов с костями ископаемых рыб (акул, китов, дельфинов и т.д.) Южная часть впадины относится к территории Карагие-Каракольского заказника, который также охраняет озеро Караколь. Имеются небольшие соленые родники. Место обитания горного барана.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона. Государственная заповедная зона - особо охраняемая природная территория с дифференцированными видами режима охраны, предназначенная для сохранения и восстановления объектов государственного природно-заповедного фонда и биологического разнообразия на земельных участках и акваториях, зарезервированных под государственные природные заповедники, государственные национальные природные парки, государственные природные резерваты.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона организована Постановлением Правительства РК от 25.03.2001 г № 382 и расположена на территории Каракиянского района Мангистауской области, ее территория составляет 1231000 гектаров.

Дрофа-красотка - редкая красивая птица, о которой многие слышали, но мало кто знает, что она представляет собой. Но самое главное - дрофа, или джек, как ее еще называют, находится под угрозой исчезновения. Из всех центральноазиатских стран эта птица по большей части сохранилась только в Казахстане, у нас обитает около 80 процентов всей популяции. А значит, и ответственность по ее сохранению на нас лежит огромная. Казахстан остался практически единственным островком, где популяция дрофы еще сохранилась, хотя и у нас ее численность не увеличивается. За два года, по прогнозам ученых, количество особей должно вырастать на 20-30 процентов, но этого не происходит, так как ее активно истребляют в местах миграции, там, где она зимует.

Мангышлакский экспериментальный государственный ботанический сад основан Постановлением Совмина КазССР № 129 от 09.03.71 г., площадь его составляет 39,0 га. ДГП «Мангышлакский экспериментальный ботанический сад» ЦБИ МОН РК располагает коллекционными фондами древесных растений (284 вида и формы), цветочно-декоративных растений (396 таксонов), растений природной флоры Мангышлака (54 вида), плодовых растений (70 сортов). Генофонд растений, сконцентрированный в ботанических садах - генетический потенциал социального и экономического развития Республики. Постановлением Правительства Казахстана № 746 от 19 июля 2005 г. Экспериментальному Мангышлакскому ботаническому саду установлен статус особо охраняемых природных территорий республиканского значения. Функционирование таких объектов регламентируется Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных

территориях». Согласно статье 56 этого Закона - «государственный ботанический сад - особо охраняемая природная территория со статусом природоохранного и научно-исследовательского учреждения и дифференцированными по зонам режимами охраны, предназначенная для охраны, воспроизводства и использования растительного мира».

Заповедной зоной является 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). Общая площадь Каспийской заповедной зоны составляет около 700 тыс.га.

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). Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц. Здесь обитает более 190 видов животного мира, 20 из которых занесены в Красную книгу. Этот же район является местом обитания каспийского тюленя, роста и нагула молоди осетровых пород рыб, гнездования редких перелетных птиц и т.д.

Район расположения месторождения не входит в особо охраняемые природные территории Мангистауской области.

1.1.14. Памятники истории и культуры региона

Разнообразие и массовый характер памятников выделяют Мангистаускую область в особый регион. На этой земле находятся захоронения 362 святых отцов-ясновидцев, многие места на полуострове считаются священными. Здесь более десяти тысяч памятников архитектуры на древних некрополях, таких, как койтасы, кулпытасы, саркофаги, саганатамы, мавзолеи и другие.

Наибольший интерес представляют некрополи Бекет-ата, Шопан-ата, Шакпак-ата, Сейсем-ата, Масат-ата, Караман-ата, Кошкар-ата, Султан-эпе, Ханга-баба, Кенты-баба, Уштам, Акшора и многие другие. Крупные некрополи включают в себя мечети, где обучали грамоте. Многие подземные и наземные мечети сохранились до наших дней и обладают большими запасами биоэнергии.

Более тридцати памятников народного зодчества, расположенных в области, взято под охрану государством. Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую,



научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

К сожалению, в настоящее время, многие памятники находятся в аварийном состоянии. Разрушения происходят из-за неблагоприятных атмосферных воздействий, естественного старения материала и ветровой эрозии, влияния техногенной деятельности, отсутствия ограждений. Многие малые надгробия сломаны домашними животными. Следы разрушений коснулись в основном, мавзолеев и мечетей.

В пределах Контрактной территории какие-либо памятники истории и культуры отсутствуют. При проведении любых работ в случае обнаружения каких-либо археологических находок должны быть поставлены в известность органы охраны памятников.

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

1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» использованы данные по мониторингу атмосферного воздуха на данном месторождении за 4 квартал 2025 года, проведенный специалистами ТОО «Тандем-Эко», имеющим аккредитованную лабораторию для определения состояния окружающей среды (аттестат аккредитации № KZ.T.13.1531 до 13.12.2029 г.).

Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»».

Мониторинг загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в 4 квартале 2025 года проводился в 12 точках на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Каратурун Морской.

Замеры концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проводились с помощью переносного автоматического газоанализатора ГАНК-4.

Определение метеорологических параметров атмосферного воздуха проводилось с помощью термометра, анемометра, компаса и метеорологических датчиков ГАНК-4.

Для оценки качества атмосферного воздуха производился отбор проб с определением содержания следующих загрязняющих веществ: оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы, углеводороды предельные C_1-C_5 , углеводороды предельные C_6-C_{10} , углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$.

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.

Результаты замеров атмосферного воздуха на содержание загрязняющих веществ на месторождении Каратурун Морской за 4 квартал 2025 года представлены таблице 1.2.1.1

Таблица 1.2.1.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе на границах СЗЗ месторождения Каратурун Морской за 4 квартал 2025 года

Точки отбора	Концентрация ЗВ в точках отбора за 4 квартал 2025 г., мг/м ³						
	Азот диоксид	Азот оксид	Сера диоксид	Углерод оксид	У/В C ₁ -C ₅	У/В C ₆ -C ₁₀	У/В C ₁₂ -C ₁₉
Каратурун Морской. База Т 1	0,066	0,052	0,055	1,28	2,44	0,71	0,0047
Каратурун Морской. База Т 2	0,073	0,065	0,072	1,86	2,34	0,78	0,0055
Каратурун Морской. База Т 3	0,073	0,078	0,044	1,2	2,15	0,87	0,0044
Каратурун Морской. База Т 4	0,066	0,073	0,058	1,44	2,28	0,64	0,0041
Каратурун Морской. РММ Т 1	0,057	0,062	0,045	2,16	2,48	0,79	0,0024
Каратурун Морской. РММ Т 2	0,077	0,061	0,056	1,62	2,35	0,53	0,0048
Каратурун Морской. РММ Т 3	0,054	0,051	0,045	2,02	2,58	0,64	0,0061
Каратурун Морской. РММ Т 4	0,063	0,076	0,068	1,85	2,12	0,84	0,0031
Каратурун Морской. Участок ПСН Т 1	0,073	0,057	0,042	1,15	2,31	0,74	0,0048
Каратурун Морской. Участок ПСН Т 2	0,052	0,066	0,063	2,18	2,34	0,57	0,0031
Каратурун Морской. Участок ПСН Т 3	0,062	0,076	0,035	1,91	2,07	0,85	0,0038
Каратурун Морской. Участок ПСН Т 4	0,064	0,052	0,047	1,73	2,15	0,72	0,0037
Средние значения	0,065	0,064	0,053	1,70	2,30	0,72	0,0042
ПДКм.р., ОБУВ	0,2	0,4	0,5	5	50	30	1

Таким образом, по результатам проведенного за 4 квартал 2025 года мониторинга атмосферного воздуха (мониторинг воздействия), выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождения Каратурун Морской, в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствовало санитарным нормам.

1.2.2 Современное состояние водных объектов

Для характеристики современного состояния поверхностных вод (морская вода) месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» были использованы результаты мониторинговых исследований за 4 квартал 2025 года, проведенных специалистами ТОО «Тандем-Эко», имеющим аккредитованную лабораторию для определения состояния окружающей среды (аттестат аккредитации № KZ.T.13.1531 до 13.12.2029 г.).

Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»».

Мониторинг проводился на наблюдательных точках М1 и М2 с определением следующих показателей: *pH*, *сухой остаток*, *фториды*, *нефтепродукты*, *СПАВ*, *нитриты*, *нитраты*, *аммоний*, *фенолы*, *железо*, *БПК₅*, *ХПК*.

Лабораторные исследования морской воды выполнялись в полном соответствии с методиками, принятыми в Республике Казахстан.

Результаты исследования морской воды представлены в таблице 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1 - Результаты анализа морской воды за 4 квартал 2025 года на месторождении Каратурун Морской

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация (мг/л)	Норма ПДК (мг/л)
М-1	рН	7,51	6,5-8,5
	Сухой остаток	2150,2	-
	Фториды	0,036	-
	Нефтепродукты	< 0,005	0,3
	СПАВ	< 0,015	0,5
	Нитриты	0,015	3,3
	Нитраты	1,01	45
	Азот аммонийный (Аммиак)	1,23	2,0
	Фенолы	<0,0005	0,001
	Железо	0,28	0,3
	БПК ₅	3,6	-
	ХПК	24,0	30
М-2	рН	7,63	6,5-8,5
	Сухой остаток	2384,7	-
	Фториды	0,038	-
	Нефтепродукты	<0,005	0,3
	СПАВ	<0,015	0,5
	Нитриты	0,012	3,3
	Нитраты	1,24	45
	Азот аммонийный (Аммиак)	1,10	2,0
	Фенолы	< 0,0005	0,001
	Железо	0,30	0,3
	БПК ₅	2,8	-
	ХПК	20,3	30

По данным проведенных анализов морской воды в районе месторождения Каратурун Морской в 4 квартале 2025 года контролируемые показатели не превышают значений предельно-допустимых концентраций и находятся в пределах допустимой нормы. Воздействие на качество близлежащих водных ресурсов при эксплуатации месторождения оценивается как незначительное, не влекущее за собой изменение гидрологического режима или загрязнения морской воды. Вероятность загрязнения вод моря за счет сброса (намеренного или непреднамеренного) при соблюдении всех природоохранных мероприятий маловероятна.

1.2.3 Характеристика состояния донных отложений

Донные отложения представляют собой сложную многокомпонентную систему и играют чрезвычайно важную роль в формировании гидрохимического режима водных масс и функционировании экосистем водоемов и водотоков. Они активно участвуют в внутри водоемном круговороте веществ и энергии и являются средой обитания многочисленных групп животных организмов – бентоса. Оценка физических характеристик морских отложений является полезным инструментом для интерпретации химических и биологических данных, получаемых в ходе изучения донной фауны. Частицы различных

типов и размеров, особенно алевропелитовая фракция, могут адсорбировать углеводороды и определенные металлы, обеспечивая тем самым их перемещение и введение в донные отложения, и, возможно, попадание в пищевую цепь. Частицы могут также притягивать некоторые классы углеводородов в предпочтение другим из-за различий в растворимости и физическом состоянии. Преобладающим типом современных донных отложений северной части Каспийского моря является алеврит (песчаный ил, ил). Мощные отложения мягкого ила находятся в предустьевых районах, которые формируются наносами рек. Во всех грунтах имеется примеси битой и целой ракушки, а на некоторых участках она является основной составной частью донных осадков.

Характеристика современного состояния донных отложений месторождения Каратурун Морской выполнена на основании результатов мониторинговых исследований за 4 квартал 2025 года, которые выполнены аккредитованной лабораторией ТОО «Тандем-Эко». Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»».

Мониторинг проводился с определением следующих показателей: *pH, сухой остаток, фториды, нефтепродукты, СПАВ, нитриты, нитраты, аммоний, фенолы, железо, БПК₅, ХПК*.

Отбор проб и изучение состояния донных отложений на месторождении Каратурун Морской проводились согласно ГОСТ 17.1.5.01-80 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность». Измерения проводились унифицированным методом, внесенным в перечень аттестованных методик определения компонентов, на аттестованных современных приборах лаборатории.

Результаты анализа химического состава донных отложений месторождения Каратурун Морской за 4 квартал 2025 года представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1 - Результаты анализа химического состава донных отложений за 4 квартал 2025 года

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация мг/дм ³
Донные отложения Д-1	рН	7,57
	Сухой остаток	1105,8
	Фториды	0,026
	Нефтепродукты	< 0,005
	СПАВ	< 0,015
	Нитриты	0,015
	Нитраты	0,50
	Азот аммонийный (Аммиак)	0,028
	Фенолы	< 0,0005
	Железо	0,18
	БПК ₅	3,06
	ХПК	18,0
Донные отложения Д-2	рН	7,53
	Сухой остаток	872,1
	Фтор	0,038
	Нефтепродукты	< 0,005
	СПАВ	< 0,015
	Нитриты	0,012
	Нитраты	0,36
	Азот аммонийный (Аммиак)	0,036
	Фенолы	< 0,0005
	Железо	0,24
	БПК ₅	3,02
	ХПК	20,3

В связи с отсутствием значений предельно допустимых концентраций по донным отложениям, основное внимание должно быть уделено динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в донных отложениях в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

Таким образом, анализ проведенных исследований проб донных отложений в районе месторождения Каратурун Морской в 4 квартале 2025 года позволяет сделать вывод, что, в целом, деятельность ТОО «Бузачи Нефть» не оказывает существенного воздействия на состояние дна Каспийского моря, содержание определяемых компонентов относительно стабильно, при этом какие-либо резкие динамичные скачки в полученных данных отсутствуют.

Изменения в содержании определяемых компонентов в донных отложениях могут быть следствием сезонных колебаний, воздействием климатических условий (фильтрацией атмосферных осадков), региональных геологических и гидрогеологических условий или других случайных факторов.

1.2.4 Характеристика состояния подземных вод

Характеристика современного состояния подземных вод месторождения Каратурун Морской выполнена на основании результатов мониторинговых исследований за 4 квартал 2025 года, которые выполнены специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем-Эко».

Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»».

Мониторинг подземных вод является мониторингом воздействия и включает наблюдения за режимом подземных вод и изменением их качества. Мониторингу подлежит первый от поверхности водоносный комплекс четвертичных отложений, характеризующийся низкой естественной защищенностью, отсутствием перетока грунтовых вод в нижележащие водоносные горизонты, что определяет основное отрицательное техногенное воздействие именно на данный горизонт.

На месторождении Каратурун Морской пробы подземной воды были отобраны из гидрогеологических скважин КМ№1, КМ№3, КМ№4, КМ№5, а также на точках Т1, Т2, Т3, Т4 были отобраны пробы грунтовой воды и исследованы на определение следующих показателей: рН, сухой остаток (минерализация), сульфаты, хлориды, гидрокарбонаты, натрий+калий, магний, кальций, нефтепродукты (сумма), фенолы, СПАВ, нитраты, нитриты, ХПК, железо общее, медь, никель, свинец, цинк, аммиак, суммарная α - и β -активность.

По результатам анализов производится нормирование качества подземных 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. В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, основное внимание будет уделяться динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

Результаты исследования подземных вод на месторождении Каратурун Морской представлены в таблицах 1.2.4.1 и 1.2.4.2.

Таблица 1.2.4.1 - Результаты анализа химического состава подземных вод из гидрогеологических скважин месторождения Каратурун Морской за 4 квартал 2025 года

Наименование загрязняющих веществ	скв. КМ №1	скв. КМ №3	скв. КМ №4	скв. КМ №5
рН	7,48	7,60	7,31	7,29
Сухой остаток	2102,3	2245,0	1985,7	2420,3
Сульфаты	709,5	712,4	708,2	613,7
Хлориды	623,8	610,8	620,1	689,6
Гидрокарбонаты	691,0	672,4	620,5	703,3
Натрий+Калий	420,7	416,5	405,8	356,9
Кальций	182,5	173,4	179,5	170,2
Магний	83,6	82,0	71,4	79,8
Нефтепродукты	0,010	0,016	0,020	0,019
Фенолы	0,005	0,004	0,006	0,005
СПАВ	0,073	0,068	0,079	0,082
Нитриты	0,026	0,020	0,034	0,018
Нитраты	0,23	0,30	0,17	0,16
ХПК	23,5	35,0	28,5	30,0
Железо	0,20	0,18	0,26	0,12
Медь	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Никель	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Свинец	< 0,003	< 0,003	< 0,003	< 0,003
Цинк	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005
Аммиак	0,74	1,23	1,05	1,19
Суммарная α -активность	0,38	0,58	0,57	0,31
Суммарная β -активность	1,44	1,57	2,09	2,87

Таблица 1.2.4.2 - Результаты анализа химического состава грунтовой воды на территории месторождения Каратурун Морской за 4 квартал 2025 года

Наименование загрязняющих веществ	Точка Т1 (грунтовая вода)	Точка Т2 (грунтовая вода)	Точка Т3 (грунтовая вода)	Точка Т4 (грунтовая вода)
рН	7,56	7,73	7,69	7,69
Сухой остаток	1840,3	1762,9	1982,2	1854,1
Сульфаты	632,8	659,2	684,3	581,7
Хлориды	652,9	658	606,7	616,9
Гидрокарбонаты	625,8	663,6	596,8	650,1
Натрий+Калий	412,5	382,7	456,0	432,9
Кальций	154,1	182,9	158,3	185,2
Магний	102,9	89,7	105,8	106,3
Нефтепродукты	0,029	0,038	0,027	0,026
Фенолы	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
СПАВ	0,120	0,137	0,125	0,096
Нитриты	0,007	0,015	0,013	0,020
Нитраты	0,12	0,16	0,15	0,28
ХПК	26,3	25,8	34,2	40,3
Железо	0,38	0,34	0,21	0,25
Медь	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Никель	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Свинец	< 0,003	< 0,003	< 0,003	< 0,003
Цинк	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005
Аммиак	0,73	1,02	0,75	1,01
Суммарная α -активность	0,45	0,36	0,39	0,40
Суммарная β -активность	1,55	1,39	1,51	

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Каратурун Морской в 4 квартале 2025 года показал следующее:

- Подземные воды на территории месторождения классифицируются как рассолы с высоким содержанием сухого остатка. Химический состав подземных вод по большинству скважин хлоридно-сульфатный натриевый, воды по величине pH изменяются от нейтральных до слабощелочных. По причине высокой минерализации данные воды не относятся к источникам питьевого водоснабжения. Повышенная минерализация подземных вод обусловлена природными факторами.
- В пробах подземных вод резких различий в содержании определяемых компонентов нет. В целом содержание большинства контролируемых показателей соотносятся с результатами, полученными в предыдущий период наблюдений, с незначительным увеличением концентраций по ряду параметров, обусловленными, по-видимому, сезонными колебаниями.
- Содержания биогенных элементов аммония, нитратов, нитритов по большинству скважин остаются довольно стабильными и не подвержены резким колебаниям.
- Тяжелые металлы зафиксированы в количестве минимальном или не превышающем пределы обнаружения.

В целом, по результатам наблюдений подземных вод, проведенных в 4 квартале 2025 года, можно отметить довольно удовлетворительное состояние подземных вод на месторождении Каратурун Морской.

Экологическая служба ТОО «Бузачи Нефть» ведет направленную политику по безопасности работ для сохранения окружающей среды и выполняет ряд последовательных задач по достижению постоянного и действенного улучшения охраны окружающей среды в зоне влияния участков предприятия.

1.2.5 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).

Основное требование радиационной безопасности на предприятии в целях предотвращения детерминированных пороговых, а также схоматически беспороговых эффектов предусматривает исключение необоснованных облучений населения и производственного персонала, предотвращение превышения предельных доз радиоактивного облучения, а также снижение доз облучения до возможного низкого уровня. 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.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

В рамках Программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг окружающей среды предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров (возможные аварии в пределах промышленной площадки, СЗЗ и зоны влияния, изменение количества и состава выбросов, появление новых источников загрязнения и т.п.).

Радиационный контроль является одной из важнейших составных частей комплекса мер по обеспечению радиационной безопасности. Задачей радиационного мониторинга являются охрана здоровья населения от вредного воздействия техногенных и природных источников ионизирующего излучения и защита окружающей среды от радиоактивного загрязнения. Радиационный мониторинг предусматривает контроль соблюдения норм радиационной безопасности, а также получение необходимой информации о состоянии радиационной обстановки на предприятии, в окружающей среде.

При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Для реальной оценки возможного радиоактивного загрязнения окружающей среды при осуществлении производственной деятельности ТОО «Бузачи нефть» проводится регулярный радиационный мониторинг.

Целью радиационного мониторинга является получение достоверной информации о радиологической обстановке на объектах ТОО «Бузачи Нефть». Ожидаемый результат - снижение радиационного риска для персонала и окружающей среды. Радиационно-дозиметрическое обследование на территории ТОО «Бузачи Нефть» было выполнено в 4 квартале 2025 года специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем-Эко».

Во 4 квартале 2025 года были проведены радиометрические исследования мощности эквивалентной дозы гамма-излучения на границе СЗЗ (юго-западная граница и западная граница) и на площадке временного хранения металлолома на участке ПСН Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть».

Результаты радиометрического контроля за 4 квартал 2025 года приведены в таблице 1.2.5.1.

Таблица 1.2.5.1 – Результаты измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения в 4 квартале 2025 года

№ п/п	Место измерения	МЭД, мкЗв/час	Допустимая МЭД гамма-излучения, мкЗв/час
1	Юго-западная граница СЗЗ	0,12	МЭД на открытой местности +0,2
2	Западная граница СЗЗ	0,15	МЭД на открытой местности +0,2
3	Площадка временного хранения металлолома	0,14-0,16	МЭД на открытой местности +0,2

В результате проведенных исследований в 4 квартале 2025 года было установлено, что мощность экспозиционной дозы (МЭД) на объектах ТОО «Бузачи Нефть» составляет 0,12–0,16 мкЗв/час. Измеренные значения гамма – фона не превышают нормативных значений.

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

1.2.6 Современное состояние почвенного покрова

Для оценки современного состояния почвенного покрова на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» представлены данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2025 года специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем-Эко».

Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»».

Почва представляет собой особый компонент природной среды, воспринимающий и аккумулирующий в себе большую часть ингредиентов, поступающих в нее извне. При этом наибольшее воздействие испытывает поверхностный гумусовый горизонт, действующий как комплексный геохимический фильтр (барьер), удерживающий большую часть ингредиентов. Поэтому отбор проб на мониторинговых точках проводился по методикам, описанным в Научно-методических указаниях по мониторингу земель Республики Казахстан и в соответствии с республиканским законодательством.

В настоящее время на территории месторождения Каратурун Морской отбор почвенных проб осуществляется на следующих стационарных экологических площадках (СЭП):

- СЭП-1 - на южной границе горного отвода (фоновая);
- СЭП-2 – в районе скважины №Э-11;
- СЭП-3 – в районе скважины №КМ-2;
- СЭП-6 – в районе скважины №Э-2.

Для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов были приняты: свинец, медь, цинк, никель, нефтепродукты.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.).

Результаты проведенных химических анализов почвенных проб в 4 квартале 2025 года представлены в таблице 1.2.6.1.

Таблица 6.2.1 - Результаты проведенных химических анализов почвенных проб в 4 квартале 2025 года

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/кг	Норма ПДК, мг/кг
Каратурун Морской. СЭП-1 (фоновая) на южной границе горного отвода	Нефтепродукты	1,26	-
	Свинец	3,12	32,0
	Никель	3,67	4,0
	Цинк	6,54	23,0
	Медь	2,78	3,0
Каратурун Морской. СЭП-2 в районе скв. №Э-11	Нефтепродукты	2,20	-
	Свинец	4,58	32,0
	Никель	3,21	4,0
	Цинк	7,98	23,0
	Медь	2,87	3,0
Каратурун Морской. СЭП-3 в районе скв. №КМ-2	Нефтепродукты	3,84	-
	Свинец	3,68	32,0
	Никель	3,51	4,0
	Цинк	6,08	23,0
	Медь	2,35	3,0
Каратурун Морской. СЭП-6 в районе скв. №Э-2	Нефтепродукты	3,06	-
	Свинец	3,58	32,0
	Никель	2,61	4,0
	Цинк	7,32	23,0
	Медь	2,74	3,0

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» в 4 квартале 2025 года, концентрации тяжелых металлов в почвах не превышали предельно допустимых концентраций (ПДК) и находились на нормативно-допустимом уровне.

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

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), Е (частично) расположенного в Мангистауской области.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»: 1. СШ 45°23'40", ВД 52°09'18"; 2. СШ 45°24'24", ВД 52°11'43"; 3. СШ 45°23'52", ВД 52°12'20"; 4. СШ 45°23'24", ВД 52°12'14"; 5. СШ 45°22'57", ВД 52°09'47";

Площадь горного отвода составляет 6,163 км². Глубина отвода – до подошвы юрских отложений.

Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи вблизи залива Комсомолец на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км.

В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

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 по рациональному и комплексному использованию недр эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Продуктивный разрез месторождения Каратурун Морской характеризуется многопластовым строением с различными характерами насыщающих их флюидами, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-геофизической характеристики продуктивного разреза и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

Действующим проектным документом на промышленную разработку месторождения Каратурун Морской является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.».

На дату составления отчета были установлены 10 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и X).

Геологические запасы нефти по категории C_1 подсчитаны по Ю-I-A, Ю-II-A, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X горизонтам. По горизонтам Ю-IV и Ю-V также имеются запасы по категории B.

Нефтяные залежи горизонта полностью Ю-I-B, Ю-I-V, и газовая залежь горизонта Ю-III-A с нефтяной оторочкой оценены по категории C_2 .

Горизонты Ю-I и Ю-II Юбъекта рекомендуется выделить как возвратный объект, так как эти горизонты являются вышележащими на месторождении и имеют незначительные толщины. Соответственно бурение скважин не рекомендуется. Рекомендуются переводы с нижележащих горизонтов.

Продуктивная залежь Ю-VI, запасы которой были переведены из категории C_2 в категорию C_1 имеет незначительные извлекаемые запасы по категории C_1 и составляют 23 тыс.т. По физико-химическим свойствам и геолого-физическим характеристикам была принята по аналогии с горизонтами Ю-IV и Ю-V. Также в скважине 123 по горизонту Ю-VI был проведен замер пластового давления, которое составило 10,5 МПа, что также на уровне значений начального пластового давления горизонтов Ю-IV и Ю-V.

Исходные геолого-физические характеристики II и III объектов практически одинаковые, что также в принципе дает возможность объединения в единый объект, но учитывая большое количество горизонтов объединять, не рекомендуется в связи с тем, что перфорация всех горизонтов приведет к осложнению за контролем за разработкой. Поэтому следует оставить горизонты данных объектов, как и ранее.

В связи с этим предлагается Ю-VI приурочить к нефтяным залежам горизонтов Ю-IV и Ю-V и объединить в один II объект разработки.

Исходя из вышеизложенного, можно выделить следующие объекты разработки:

- ❖ I объект (возвратный) (Ю-I и Ю-II горизонты);
- ❖ II объект (Ю-IV, Ю-V и Ю-VI горизонты);
- ❖ III объект (Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты).

Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов приняты на основании анализа имеющегося геолого-промыслового материала, полученного за период промышленной разработки месторождения Каратурун Морской (2013-01.04.2025 гг) и представлены в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов

Параметры	Ед.	I объект (возвратный)			II объект					III объект					
	изм.	Ю-I	Ю-II	Среднее значение/ всего запасов	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI-A	Ю-VI-B	Среднее значение/ всего запасов	Ю-VII-A	Ю-VIII-A	Ю-VIII-B	Ю-IX	Ю-X	Среднее значение/ всего запасов
Средняя глубина залегания	м	887	924	905,5	961,5	1005,5	1021	1029	1004,3	1037	1070	1083	1107,5	1147	1088,9
Тип залежи		Линзо-образная	Пластовая сводовая		Пластовая сводовая	Водо-плавающая	Пластовая сводовая	Водо-плавающая		Водо-плавающая	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая	Водо-плавающая	
Тип коллектора		поровый	поровый		поровый	поровый	поровый	поровый		поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	535	2266		2340	3623	653	1094		682	1407	339	1653	896	
Средняя общая толщина	м	3,4	6,6	5,0	9,5	20,2	2,8	4,5	9,3	7,7	11,8	11	9,5	13,4	10,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,1	2,8	2,5	3,3	5,6	1,7	1,7	3,1	2,1	2,8	3	4,5	7,2	3,9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м		1,7	1,7											
Средняя пористость	д.ед.	0,27	0,27	0,27	0,25	0,28	0,27	0,25	0,26	0,28	0,25	0,26	0,26	0,27	0,3
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	0,58	0,61	0,60	0,65	0,67	0,57	0,54	0,61	0,52	0,53	0,5	0,54	0,62	0,5
Средняя проницаемость по керну*10 ⁻³	мкм ²	178,6	1768,7	973,7	1790,2	735,3	129,2	129,2	696,0	-	1037,1	1037,1	423,6	-	832,6
Коэффициент песчанистости по горизонту	д.ед.	0,35	0,67	0,5	0,48	0,43	0,44	0,55	0,5	0,61	0,5	0,27	0,49	0,74	0,52
Коэффициент расчлененности по горизонту	д.ед.	2	1,7	1,9	2,5	4,8	1,4	2,2	2,7	2	3,9	3,5	2,6	3,3	3,1
Пластовая температура	⁰ С	40,5	41,3	40,9	39	39	39	39	39,0	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4
Начальное пластовое давление	МПа	9,76	10,02	9,9	10,9	10,9	10,5	10,5	10,7	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	17,2	15,4	16,3	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,1
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,849	0,846	0,8	0,839	0,839	0,839	0,839	0,839	0,853	0,853	0,853	0,853	0,853	0,9
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	0,907	0,903	0,9	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,9
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,13	1,12	1,1	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,1
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,33	7,33	7,3	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,4
Газосодержание нефти	м ³ /т	28	27,1	27,6	36,15	36,15	36,15	36,15	36,2	30,18	30,18	30,18	30,18	30,18	30,2
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,899	0,899	0,9	0,895	0,898	0,898	0,898	0,897						
Плотность воды в пластовых условиях	г/см ³	1,115	1,115	1,1	1,119	1,116	1,116	1,116	1,117						
Начальные геол. запасы нефти по категории В+С ₁	тыс. т	98	530	628	1018	2356	81	49	3504	94	352	85	749	560	1840

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Действующим проектным документом является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.» (Протокол №47/12 от 25.01.2024).

После выполнения ДПР 2024 г. был выполнен АР 2024 г., где было предусмотрено бурение оставшихся 4 скважин, 1 из которых резервная предусмотренная в рамках АР 2024 г.

В настоящее время все запроектированные скважины были пробурены.

В настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

Таким образом, ниже приведено подробное описание рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки месторождения Каратурун Морской.

Для I объекта (возвратный) разработки предусмотрен один вариант, для II объекта – 3 варианта и III объекта – 2 варианта.

Основные положения:

1 вариант – базовый, разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- для эксплуатации I (возвратный) объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен вывод 1 скважины (1) из бездействия и перевод 2 (132, 133) оценочных скважин под добычу в 2027 г., перевод 1 (125) добывающей скважины со II объекта под добычу и перевод 1 (121) добывающей скважины с III объекта в 2030 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – бурение не предусмотрено, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 34 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – бурение скважин не предусмотрено. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 30 ед.

2 вариант – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.
- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 5 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 1 скважина, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 43 ед.;
- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

3 вариант (рекомендуемый) – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.
- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 7 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 3 скважины, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 45 ед.;
- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

Дебиты по новым скважинам рекомендуется принять по результатам работы новых скважин за первые 3 месяца работы с учетом коэффициента надежности 25 %: для I объекта 33,8 т/сут; для II объекта – 7,2 т/сут; для III объекта – 26 т/сут, по переводящимся в с учетом коэффициента надежности 50 % – 12 т/сут, учитывая низкие нефтенасыщенные толщины и возможную выработанность близлежащими скважинами. В 2026 г. планируется провести РИР по всем обводненным скважинам, в связи с резким ростом обводненности.

Следует отметить, что по I объекту оценочная скважина 133 была запущена с дебитом нефти 102,2 т/сут и обводненностью 6,9 %. Затем через два месяца работа скважины стабилизировалась и наблюдается снижение дебита нефти до 33,8 т/сут и рост обводненности до 65 %.

В таблице 1.5.2.1 основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки.

Таблица 1.5.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	I объект (возвратный) (газонефтяная залежь Ю-I-A, Ю-II-A)	II объект (нефтяная залежь Ю-IV, Ю-V, Ю-VI)			III объект (нефтяная залежь Ю-VII Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X)	
	варианты разработки					
	1, 2	1	2	3	1	2,3
Режим разработки	упруго газо-водонапорный		упруго-водонапорный режим		упруго-водонапорный режим	
Система размещения скважин		площадная	площадная	площадная	площадная	площадная
Расстояние между скв.	-	300х300	300х300	300х300	300х300	300х300
Площадь нефтеносности, км ² /скв	0,553	0,106	0,092	0,084	0,055	0,050
Режим работы скважин: -добывающих	Рзаб ≥ Рнас*0,75	Рзаб ≥ Рнас*0,75	Рзаб ≥ Рнас*0,75	Рзаб ≥ Рнас*0,75	Рзаб ≥ Рнас*0,75	Рзаб ≥ Рнас*0,75
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	5/-	34/-		42/-	30/-	33/-
Коэфф.использования фонда скв., доли ед.	0,9					
Коэфф.эксплуатации скважин, д.ед.	0,7-0,9					
Коэффициент компенсации отборов	-	-	-	-	-	-
Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения, текущее	Рпл ≥ Рнас	Рпл ≥ Рнас			Рпл ≥ Рнас	
	≤0,7 (Рзаб/Рнас)	≤1,1 (Рзаб/Рнас)			≤1,1 (Рзаб/Рнас)	
Отношение пластового давления к забойному давлению	≥0,6 (Рпл/Рзаб)	≥1,6(Рпл/Рзаб)			≥1,5 (Рпл/Рзаб)	
Максимально допустимая величина ГФ по скважинам, м ³ /т	31,1	31,1			31,1	
Объемы добычи углеводородов	+/-10 % от годовых показателей добычи					
Показатели ввода эксплуатационных скважин	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения					

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть» приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.6.

Таблица 1.5.3.1 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть». Вариант 1.

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 рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		
2026	118,9	5,1	11,8	1439,0	61,8	0,241	622,5	277,0	4048	4048	81			3,7	44,9
2027	148,1	6,4	16,7	1587,1	68,2	0,266	685,3	685,3	4733	4733	78			4,6	49,5
2028	122,7	5,3	16,6	1709,7	73,5	0,286	712,5	712,5	5446	5446	83			3,8	53,3
2029	96,7	4,2	15,7	1806,4	77,6	0,302	728,2	728,2	6174	6174	87			3,0	56,3
2030	89,5	3,8	17,2	1895,8	81,5	0,317	746,5	746,5	6920	6920	88			2,8	59,1
2031	77,3	3,3	17,9	1973,1	84,8	0,330	728,7	728,7	7649	7649	89			2,4	61,4
2032	62,8	2,7	17,8	2035,9	87,5	0,341	711,5	711,5	8361	8361	91			1,9	63,4
2033	48,0	2,1	16,5	2083,9	89,6	0,349	678,8	678,8	9039	9039	93			1,5	64,9
2034	34,1	1,5	14,0	2118,0	91,0	0,355	592,3	592,3	9309	9632	94			1,1	65,9
2035	30,2	1,3	14,4	2148,1	92,3	0,360	567,5	567,5	9877	10199	95			1,0	66,9
2036	26,8	1,2	15,0	2175,0	93,5	0,364	529,3	529,3	10406	10729	95			0,9	67,7
2037	22,8	1,0	15,0	2197,8	94,4	0,368	490,7	490,7	10897	11219	95			0,7	68,5
2038	17,7	0,8	13,7	2215,5	95,2	0,371	335,2	335,2	11232	11554	95			0,6	69,1
2039	15,3	0,7	13,7	2230,8	95,9	0,374	318,9	318,9	11551	11873	95			0,5	69,6
2040	12,8	0,6	13,3	2243,6	96,4	0,376	301,9	301,9	11853	12175	96			0,4	70,0
2041	10,5	0,5	12,6	2254,1	96,9	0,377	278,0	278,0	12131	12453	96			0,3	70,3
2042	8,4	0,4	11,5	2262,6	97,2	0,379	254,9	254,9	12386	12708	97			0,3	70,6
2043	6,6	0,3	10,2	2269,1	97,5	0,380	232,7	232,7	12619	12941	97			0,2	70,8
2044	5,0	0,2	8,6	2274,1	97,7	0,381	211,6	211,6	12830	13153	98			0,2	71,0

Таблица 1.5.3.2 – Характеристика основного фонда скважин в целом по территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть». Вариант 1.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод оценочных скважин под добычу	Перевод добывающих скважин с III объекта	Перевод добывающих скважин на III объект	Перевод добывающи х скважин на I объект	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационно е бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.								всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		всего	действ.	нефти	жидк.	
2026	0	0	0	0	0	0	0	50	49	50	0	0	50	46	42				11,1	58,0	
2027	0	0	0	2	0	0	0	52	52	52	0	0	52	52	45				10,0	46,4	
2028	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	52	52	47				7,9	46,1	
2029	0	0	0	0	0	1	0	52	52	52	0	0	52	52	47				6,4	48,2	
2030	0	0	0	0	0	2	2	52	52	52	0	0	52	52	47				6,1	50,5	
2031	0	0	0	0	0	4	0	52	52	52	1	0	51	51	47				5,5	51,6	
2032	0	0	0	0	0	4	0	52	52	52	0	0	51	51	46				4,6	51,6	
2033	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	1	0	50	50	45				3,2	45,9	
2034	0	0	0	0	2	0	0	52	52	52	5	0	45	45	40				2,6	45,1	
2035	0	0	0	0	2	0	0	52	52	52	1	0	44	44	40				2,3	43,2	
2036	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	44	44	40				2,0	40,3	
2037	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	44	44	40				1,7	37,3	
2038	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	25	0	19	19	17				3,2	60,0	
2039	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	19	19	17				2,7	57,1	
2040	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	19	19	17				2,3	54,1	
2041	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	19	19	17				1,9	49,8	
2042	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	19	19	17				1,5	45,7	
2043	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	19	19	17				1,2	41,7	
2044	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52	0	0	19	19	17				0,9	37,9	

Таблица 1.5.3.3 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть». Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		
2026	129,4	5,6	12,9	1449,5	62,3	0,243	637,6	277,0	4063	4063	80			4,1	46,0
2027	175,5	7,5	20,0	1625,0	69,8	0,272	729,6	729,6	4793	4793	76			5,5	51,5
2028	154,9	6,7	22,1	1780,0	76,5	0,298	780,6	780,6	5573	5573	80			4,9	56,4
2029	125,3	5,4	22,9	1905,3	81,9	0,319	822,0	822,0	6395	6395	85			3,9	60,4
2030	117,6	5,1	27,9	2022,9	86,9	0,339	857,6	857,6	7253	7253	86			3,7	64,0
2031	102,2	4,4	33,6	2125,1	91,3	0,356	892,8	892,8	8146	8146	89			3,2	67,2
2032	80,2	3,4	39,8	2205,4	94,8	0,369	907,8	907,8	9053	9053	91			2,5	69,7
2033	68,5	2,9	56,3	2273,9	97,7	0,381	911,5	911,5	9965	9965	92			2,1	71,8
2034	49,7	2,1	93,5	2323,6	99,9	0,389	851,3	851,3	10816	10816	94			1,6	73,4
2035	43,6	1,9		2367,1	101,7	0,396	837,8	837,8	11654	11654	95			1,4	74,8
2036	39,0	1,7		2406,2	103,4	0,403	821,6	821,6	12476	12476	95			1,3	76,1
2037	30,7	1,3		2436,9	104,7	0,408	563,0	563,0	13039	13039	95			1,0	77,1
2038	27,0	1,2		2463,9	105,9	0,413	560,6	560,6	13599	13599	95			0,9	77,9
2039	23,2	1,0		2487,1	106,9	0,416	554,6	554,6	14153,8	14153,8	96			0,8	78,7
2040	19,5	0,8		2506,6	107,7	0,420	545,4	545,4	14699,2	14699,2	96			0,6	79,3
2041	16,0	0,7		2522,6	108,4	0,422	533,3	533,3	15232,5	15232,5	97			0,5	79,8
2042	12,8	0,6		2535,4	109,0	0,425	518,8	518,8	15751,3	15751,3	98			0,4	80,2

Таблица 1.5.3.4 – Характеристика основного фонда скважин в целом по территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть». Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод оценочных скважин под добычу	Перевод добывающих скважин с III объекта	Перевод добывающих скважин на III объект	Перевод добывающих скважин на I объект	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.								всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		всего	действ.	нефти	жидк.	
2026	4	4	0	4	0	0	0	58	57	58	0	0	58	54	51				10,2	48,9	
2027	4	4	0	2	0	0	0	64	66	66	0	0	64	64	58				9,5	38,3	
2028	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	64	64	58				8,1	41,0	
2029	0	0	0	0	0	1	0	64	64	64	0	0	64	64	58				6,7	43,9	
2030	0	0	0	0	0	2	2	64	64	64	0	0	64	64	59				6,3	45,8	
2031	0	0	0	0	0	4	0	64	64	64	1	0	63	63	57				5,9	51,3	
2032	0	0	0	0	0	4	0	64	64	64	0	0	63	63	57				4,6	52,1	
2033	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	1	0	62	62	57				3,7	48,7	
2034	0	0	0	0	2	0	0	64	64	64	5	0	57	57	51				3,0	50,8	
2035	0	0	0	0	2	0	0	64	64	64	1	0	56	56	50				2,7	51,0	
2036	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	56	56	50				2,4	50,0	
2037	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	28	0	28	28	25				3,7	68,6	
2038	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	28	28	25				3,3	68,2	
2039	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	28	28	25				2,8	67,5	
2040	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	28	28	25				2,4	66,4	
2041	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	28	28	25				1,9	64,9	
2042	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	0	0	28	28	25				1,6	63,2	

Таблица 1.5.3.5 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть». Вариант 3 – рекомендуемый.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		
2026	129,4	5,6	12,9	1449,5	62,3	0,243	637,6	277,0	4063	4063	80			4,1	46,1
2027	178,2	7,7	20,3	1627,6	69,9	0,273	738,6	738,6	4802	4802	76			5,6	51,7
2028	161,0	6,9	23,0	1788,7	76,9	0,300	801,6	801,6	5603	5603	80			5,1	56,8
2029	130,8	5,6	24,3	1919,5	82,5	0,321	836,5	836,5	6440	6440	84			4,1	60,9
2030	122,7	5,3	30,1	2042,2	87,8	0,342	865,6	865,6	7305	7305	86			3,8	64,7
2031	106,6	4,6	37,4	2148,7	92,3	0,360	904,8	904,8	8210	8210	88			3,3	68,1
2032	84,1	3,6	47,2	2232,8	96,0	0,374	928,7	928,7	9139	9139	91			2,6	70,7
2033	72,1	3,1	76,5	2304,9	99,1	0,386	940,8	940,8	10080	10080	92			2,3	73,0
2034	52,9	2,3		2357,8	101,3	0,395	889,0	889,0	10969	10969	94			1,7	74,7
2035	46,5	2,0		2404,4	103,3	0,403	883,3	883,3	11852	11852	95			1,5	76,2
2036	41,7	1,8		2446,1	105,1	0,410	874,5	874,5	12726	12726	95			1,3	77,5
2037	33,2	1,4		2479,3	106,5	0,415	622,8	622,8	13349	13349	95			1,1	78,6
2038	29,2	1,3		2508,5	107,8	0,420	626,5	626,5	13976	13976	95			1,0	79,5
2039	24,5	1,1		2533,0	108,9	0,424	625,7	625,7	14601,3	14601,3	96			0,8	80,3
2040	19,6	0,8		2552,7	109,7	0,427	620,1	620,1	15221,5	15221,5	97			0,6	81,0
2041	14,9	0,6		2567,6	110,3	0,430	610,3	610,3	15831,8	15831,8	98			0,5	81,5
2042	10,7	0,5		2578,3	110,8	0,432	596,8	596,8	16428,6	16428,6	98			0,4	81,8

Таблица 1.5.3.6 – Характеристика основного фонда скважин в целом по территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть». Вариант 3 – рекомендуемый.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод оценочных скважин под добычу	Перевод добывающих скважин с III объекта	Перевод добывающих скважин на III объект	Перевод добывающих скважин на I объект	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.								всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		всего	действ.	нефти	жидк.	
2026	4	4	0	4	0	0	0	58	57	58	0	0	58	54	50				8,2	38,8	
2027	6	6	0	2	0	0	0	66	66	66	0	0	66	66	59				9,6	38,1	
2028	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	66	66	60				8,2	40,7	
2029	0	0	0	0	0	1	0	66	66	66	0	0	66	66	60				6,6	42,4	
2030	0	0	0	0	0	2	2	66	66	66	0	0	66	66	60				6,2	43,9	
2031	0	0	0	0	0	4	0	66	66	66	1	0	65	65	59				5,5	46,7	
2032	0	0	0	0	0	4	0	66	66	66	0	0	65	65	59				4,3	47,9	
2033	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	1	0	64	64	58				3,8	49,4	
2034	0	0	0	0	2	0	0	66	66	66	5	0	59	59	53				3,0	51,1	
2035	0	0	0	0	2	0	0	66	66	66	1	0	58	58	52				2,7	51,7	
2036	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	58	58	52				2,4	51,2	
2037	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	28	0	30	30	27				3,7	70,2	
2038	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	30	30	27				3,3	70,6	
2039	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	30	30	27				2,8	70,5	
2040	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	30	30	27				2,2	69,9	
2041	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	30	30	27				1,7	68,8	
2042	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	0	0	30	30	27				1,2	67,3	

1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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

Компания ТОО «Бузачи Нефть» осуществляет добычу углеводородного сырья на трех месторождениях Мангистауской области - Каратурун Морской (КМ), Каратурун Восточный (КВ) и Каратурун Северо-Восточный (КСВ) с общим комплексом по подготовке нефти, расположенном на территории месторождения Каратурун Морской.

В настоящее время на месторождении Каратурун Морской эксплуатируются 42 действующих добывающих скважин.

Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3,4,5 марки «Спутник», где происходит ее замер (жидкость/газ), и далее коллекторами направляется на манифольд перед групповой установкой ГУ-2 КМ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии на УПСВ месторождения для дальнейшей подготовки нефти.

Поступающая на ГУ-2 КМ нефтегазовая смесь направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1 А/Б/В (1 ед. типа ПНЭ-2,7 - в работе, 2 ед. типа ПП-0,63 - в резерве). Перед подачей нефтегазовой смеси в печи в поток закачивается деэмульгатор, который поступает из блока дозирования реагентов БДР-1. После нагрева в печах до температуры 60-65 °С, поток нефтегазовой смеси поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор поз. С-1, где при давлении 0,24 МПа происходит дегазация потока.

Частично разгазированная нефтегазовая смесь после поз. С-1, под собственным давлением поступает в трехфазный сепаратор поз. С-2, где при давлении 0,08-0,05 МПа происходит отделение остаточного газа и пластовой воды от нефти.

Дегазированная нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации насосами поз. Н-1 А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти, по межпромысловому трубопроводу на УПСВ месторождения Каратурун Морской.

Отделившийся газ из сепаратора поз. С-1 поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 для улавливания капельной жидкости и далее направляется в систему сбора газа через расходомер. Отделившийся газ из сепаратора поз. С-2 направляется через газосепаратор поз. ГС-2 на собственные нужды ГУ-2 КМ. При недостатке газа и падении давления после ГС-2 предусмотрен перепуск через регулирующий клапан части газа, направляемого из поз. ГС-1.

Газ, направляемый из поз. ГС-2 и частично с поз. ГС-1 на собственные нужды, после узла учета газа распределяется на 3 потока: часть газа поступает на ГРПШ-1, обеспечивающего газом подогреватель поз. П-1 В; вторая часть поступает на подогреватели поз. П-1 А/Б (имеющие встроенные заводские ГРПШ); третья часть направляется в операторную ГУ-2 КМ.

Пластовая вода после сепаратора поз. С-2 под собственным давлением направляется в емкости пластовой воды для промежуточного хранения пластовой воды поз. Е-1А/2Б и далее подпорными насосами поз. Н-2 А/Б подается на прием насосов закачки пластовой воды поз. Н-3 А/Б/В и через расходомеры узла учета пластовой воды, установленные на водораспределительном узле (ВРУ), направляется по линиям в скважины для утилизации пластовой воды.

На ГУ-2 КМ для обеспечения безопасного сжигания аварийных сбросов в составе технологической линии предусмотрена факельная система, которая состоит из факельного коллектора, конденсатосборника с газорасширителем поз. К-1 и факельной установки поз. Ф-1 (типа СФНР-100). В качестве продувочного газа используется газ с пусковой линии.

Кроме того, на ГУ-2 КМ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. ДЕ-1 и поз. ДЕ-2 в комплекте с погружными насосами поз. НД-1 и НД-2. Возврат из дренажных емкостей по мере заполнения осуществляется в основную технологическую линию на вход печей поз. П-1 А/Б/В.

Общий комплекс подготовки нефти УПСВ, УПН, ПСН

Дегазированная нефтяная эмульсия по двум нефтяным коллекторам от ГУ-2 КВ и ГУ-2 КМ поступает на площадку УПСВ, где объединяется и далее через площадку учета жидкости поступает на прием параллельно стоящих печей подогрева поз. П-1 и П-2 (типа ПНЭ-2,7 - в работе). Для улучшения процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1 и П-2 вводится деэмульгатор.

Эмульсия с температурой 55-60 °С направляется последовательно в отстойники нефти поз. ОГ-1/2 (объемом 200 м³, каждый), где происходит расслоение водонефтяной эмульсии. После предварительного отделения нефти от пластовой воды, обезвоженная нефть с отстойника ОГ-1/2 направляется на отстойники нефти поз. Е-1 и поз. Е-2 для предварительного обессоливания нефти. В поток перед отстойниками поз. Е-1/2 предусмотрена подача, подогретой в печи поз. В-1 (тип ВГУ-60 – в работе), волжской воды, для обессоливания нефти.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть выходит с верхней части

отстойников поз. Е-1/2 и поступает в накопительные емкости поз. Е-3/4/5 с последующей откачкой насосами поз. Н-2/1,2 через узел учета перекачиваемой нефти на УПН.

Отделившаяся пластовая вода с отстойников ОГ-1/2 и Е-1/2 отводится с помощью насосов поз. Н-1/1,2 в резервуары поз. РВС-1/2/3 (объемом 3000 м³, каждый), где подготавливается путем отстаивания. Подготовленная пластовая вода с резервуаров насосами поз. Н-3/4 и Н-5/6/7 утилизируется через узел учета воды по трубопроводу в скважину площадку для утилизации воды. Также после насосов поз. Н-3/4 предусмотрен частичный отвод воды, которая после подогрева в печах поз. В-2/3 (тип ВГУ-60, 1 в работе/1 в резерве) направляется на наливной стояк в автоцистерны, с дальнейшей транспортировкой на месторождение КВ к скважинам для их обработки, где также предусмотрен учет воды с помощью портативного переносного ультразвукового расходомера.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает на вход газового сепаратора поз. С-1 на УПСВ, где газ отделяется от капельной влаги и механических примесей и далее через узел учета газа часть газа используется на собственные нужды УПСВ-1 в печах подогрева поз. П-1/2, В-1/2/3, П-3/4 остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК базы и РММ (ремонтно-механической мастерской).

На УПСВ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. Т-1 и поз. Т-2 в комплекте с погружными насосами поз. Н-3 и Н-4.

На УПН некондиционная нефть (нефтяная эмульсия) через узел учета нефти (ПУН) поступает в печи подогрева нефти поз. П-1/2/3 (типа ПТ-16/150, 2 в работе/1 в резерве), где нагревается до температуры 60 °С и далее направляется на площадку с отстойниками поз. ОГ-1/2. Для лучшего процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1/2 вводится деэмульгатор.

В отстойниках поз. ОГ-1/2 происходит расслоение водонефтяной эмульсии: вода, насыщенная солями снизу отстойников поз. ОГ-1,2 сбрасывается в дренажные емкости поз. Т-2/3, а окончательно обезвоженная и обессоленная нефть через верх поз. ОГ-1/2 по трубопроводу направляется на хранение в резервуары поз. Р-1/2 (типа РВС объемом 1000 м³, каждый), где осуществляется доведение нефти до товарного качества согласно СТ РК 1347-2005. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после поз. ОГ-1/2 поступает на прием нефтяных насосов поз. Н-1 1/2 и далее направляется на начало процесса в печи поз. П-1/2/3.

С резервуаров поз. Р-1/2 товарная нефть направляется на хранение в резервуары поз.

Е-1/2/3 и далее насосами поз. Н-2 1/2 по трубопроводу направляется на пункт сдачи нефти ПСН. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после резервуаров поз. Е-1/2/3 насосами поз. Н-2 1/2 направляется на начало процесса, в печи поз. П-1/2/3. Резервуары хранения товарной нефти поз. Е-1/2/3 оснащены газоуравнительной системой, сброс газа с ГУС осуществляется в дренажную емкость поз. Т-4.

Для осуществления процесса обессоливания нефти предусмотрена подача пресной воды. Пресная вода от емкости поз. Е-6 насосами поз. Н-4 1/2 (1 в работе/1 в резерве) направляется в печь поз. П-5 (типа УН-0,2), где нагревается до температуры 60 °С и далее через устройство смешения пресной воды попадает в нефтяной поток, направляющийся на хранение в резервуары поз. Р-1/2.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 далее в сепаратор поз. ГС-2, где происходит улавливание конденсата и очистки от механических примесей, затем часть газа направляется в качестве топлива на печи подогрева поз. П-1/2/3/4/5, остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК УПН и пожарное депо.

Дренаж с сепараторов поз. ГС-1 и поз. ГС-2 отводится в дренажную емкость поз. Т-1. Сброс пластовой воды с отстойников поз. ОГ-1/2, солевой воды с резервуаров поз. Р-1/2 и подтоварной воды с резервуаров поз. Е-1/2/3 производится в дренажные емкости поз. Т-2/3, откуда насосами поз. Н-3 1/2 через стояк налива воды загружается в автоцистерны.

Товарная нефть с установки подготовки нефти (УПН) по нефтепроводу поступает на пункт сдачи нефти (ПСН) на прием печей подогрева поз. П-1/2/3 (типа ПТ-15/150, 2 в работе/1 в резерве). После подогрева товарная нефть поступает в резервуары хранения товарной нефти поз. РВС-1/2/3/4 (объемом 1000 м³, каждый). Товарная нефть с резервуаров поз. РВС-1/2/3/4 подпорными насосами поз. Н-2 1/2/3 через СИКН (система измерения количества и показателей качества нефти) и насосами поз. Н-3 1/2/3 перекачивается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

Топливный газ с газораспределительной системы распределяется между печами подогрева товарной нефти поз. П-1/2/3 и через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК ПСН.

Учитывая низкое газосодержание в добываемой нефти месторождения Каратурун Морской и нехватку ресурса газа, для использования на собственные нужды на вышеуказанных объектах будет использоваться газ месторождения Каратурун Северо-Восточный, имеющего более высокое газосодержание и остаточный ресурс газа.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Каратурун Морской, ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающей 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

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного 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.

ТОО «Бузачи Нефть» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а

именно:

- «Программа по утилизации газа» (Протокол № 6/7 РГ МНГ РК от 22.06.2006 г.).
- «Отчёт о выполнении Программы утилизации попутного газа на месторождении Каратурун Морской» (Протокол №5/5 РГ МНГ РК от 17.10.2007г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2014-2016гг.» (Протокол №9.1 РГ МНГ РК от 18.09.2014г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2014-2016гг.» (Протокол №10.1 РГ МЭ РК от 17.11.2014г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2014-2016гг.» (Протокол 5.2 РГ МЭ РК от 04.11.2015г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2017-2018гг.» (Протокол №7.1 РГ МЭ РК от 14.12.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ87VCR00000831 от 28.12.2017г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2019 год» (Протокол №3.2 РГ МЭ РК от 22.11.2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ84VCR00000982 от 25.12.2018 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2020-2021 гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 30.10.2019 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ94VPC00011468 от 23.12.2019 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа в период промышленной разработки месторождения Каратурун Морской на 2020-2021гг.» с показателями добычи и расхода сырого газа на 2021 год (Протокол №3 РГ МЭ РК от 22.10.2020 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ64VPC00013657 от 06.11.2020 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2021-2023 гг.» с технологическими показателями на период 14.09.2021г.-31.12.2023г. (Протокол №12 РГ МЭ РК от 14.09.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ54VPC00016068 от 07.10.2021 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2021-2023 гг.» с технологическими показателями на период 01.09.-31.12.2022г. и 2023г. (Протокол №2 РГ МЭ РК от 02.09.2022 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ58VPC00018809 от 11.11.2022 г.).

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2024 г.» с технологическими показателями на 2024г. (Протокол №1/9 РГ МЭ РК от 01.03.2024 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ20VPC00022694 от 12.04.2024 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождений Каратурун Восточный и Каратурун Морской на 2025-2026гг.» с технологическими показателями на 2025 г. (Протокол №27/4 РГ МЭ РК от 13.12.2024г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ89VPC00025235 от 31.12.2024 г. на 2025 год).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождений Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный и Каратурун Морской на 2025-2026гг.» с технологическими показателями на 2025 г. (Протокол №1/4 РГ МЭ РК от 24.01.2025г.),
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождений Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный и Каратурун Морской на 2025-2026гг.» с технологическими показателями на период с 01.01. по 01.11.2026 г. (Протокол №23/9 РГ МЭ РК от 07.11.2025г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ28VPC00028273 от 19.12.2025 г. на период с 01.01.2026-01.11.2026г.).

В настоящее время, согласно принятым проектным решениям, добываемый на месторождении Каратурун Морской попутный газ практически в полном объеме используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти и газовых котлов для отопления производственных и административных помещений, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Каратурун Морской будет проведена корректировка действующей «Программы переработки попутного газа...» с учетом новых технологических показателей принятых в «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 года».

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.

Характеристика основных технологических показателей разработки по годам представлена в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.6.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

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.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

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 Каратурун Морской основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу рассматриваемым вариантам разработки будут являться:

1 вариант разработки

Площадка ГУ-1.

Организованные источники:

- Печь ПП - 0,63 №1 - источник №0001;
- Печь ПП - 0,63 №2 - источник №0002;

- Факельная установка ФС-1 - источник №0003;
- Буферная емкость V-60 м³ - источник №0004.

Площадка АГЗУ.

Организованные источники:

- Блок АГЗУ А-1 - источник №0101;
- Блок АГЗУ А-2 - источник №0102;
- Блок АГЗУ А-3 - источник №0103;
- Блок АГЗУ А-3 - источник №0104;

Неорганизованные источники:

- Площадка оборудования АГЗУ (ЗРА и ФС) - источник №6101;
- Площадка насосов на АГЗУ - источник №6102;
- Площадка насосов на АГЗУ - источник №6103;

Площадка УПСВ (Установка предварительного сброса воды).

Организованные источники:

- Печь ПП - 0,63 №1 - источник №0201;
- Печь ПП - 0,63 №2 - источник №0202;
- Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды) - источник №0203;
- Печь ВГУ-60 №4 (нагрев воды) - источник №0204;
- Установка нагрева воды УНВ-1 - источник №0205;
- Печь ПНЭ-2,7 №5 - источник №0206;
- Печь ПНЭ-2,7 №6 - источник №0207;
- Отстойник нефти 80 м³ - источник №0208;
- Накопительная емкость 60 м³ - источник №0209;
- Емкость для нефти РВС-3000 м³ - источник №0210;
- Факельная установка ФС-2 - источник №0211;

Неорганизованные источники:

- Площадка стояка налива нефти Ст-1 - источник №6201;
- Площадка стояка налива нефти Ст-2 - источник №6202;
- Площадка стояка налива нефти Ст-3 - источник №6203;
- Площадка нефтяных насосов на УПСВ - источник №6204;
- Площадка оборудования УПСВ (ЗРА и ФС) - источник №6205;

Площадка УПН (Установка подготовки нефти).

Организованные источники:



- Печь ПТ-16/150 №1 - источник №0301;
- Печь ПТ-16/150 №2 - источник №0302;
- Печь ПП-0,63 №3 - источник №0303;
- Печь ПП-0,63 №4 - источник №0304;
- Печь УН-0,2 (подогрев воды) - источник №0305;
- ГПЭС-1000 №1 - источник №0306;
- ГПЭС-1000 №2 - источник №0307;
- Котел отопительный КСГ-50 №1 - источник №0308;
- Котел отопительный КСГ-50 №1 - источник №0309;
- Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м³ - источник №0310;
- Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м³ - источник №0311;
- Отстойник нефти ОГ 80 м³ - источник №0312;

Неорганизованные источники:

- Стояк налива нефти - источник №6301;
- Площадка насоса нефти на УПН - источник №6302;
- Площадка нефтяных насосов на УПН - источник №6303;
- Площадка оборудования УПН (ЗРА и ФС) - источник №6304;

Площадка ПСН (Пункт сдачи нефти).

Организованные источники:

- Печь ПТ-16/150 №1 - источник №0401;
- Печь ПТ-16/150 №2 - источник №0402;
- Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м³ - источник №0403;
- Резервуар для хранения нефти РВС-100 м³ - источник №0404;
- Котел отопительный газовый Ягуар - источник №0405;

Неорганизованные источники:

- Площадка насосов ПСН - источник №6401;
- Площадка оборудования ПСН (ЗРА и ФС) - источник №6402;

Площадка сепарации нефти и газа.

Неорганизованные источники:

- Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа - источник №6501;
- Оборудование на площадке сепарации нефти и газа (ЗРА и ФС) - источник №6502;

База Каратурун.

Организованные источники:

- Котел бытовой КСГ-50 - источник №0601;
- Котел бытовой КСГ-50 - источник №0602;
- Котел бытовой КСГ-50 (АКС) - источник №0603;
- Котельная установка - источник №0604;

Неорганизованные источники:

- Площадка оборудования на Базе Каратурун (ЗРА и ФС) - источник №6601;

Площадка добывающих скважин.

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающих скважин. ЗРА и ФС – источник №6701.
(количество скважин: 2026 год – 50 ед., 2027 год – 52 ед., 2028 год – 52 ед.,
2029 год – 52 ед., 2030 год – 52 ед.).

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 58 источников выбросов, из них 40 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки

Площадка ГУ-1.

Организованные источники:

- Печь ПП - 0,63 №1 - источник №0001;
- Печь ПП - 0,63 №2 - источник №0002;
- Факельная установка ФС-1 - источник №0003;
- Буферная емкость V-60 м³ - источник №0004.

Площадка АГЗУ.

Организованные источники:

- Блок АГЗУ А-1 - источник №0101;
- Блок АГЗУ А-2 - источник №0102;
- Блок АГЗУ А-3 - источник №0103;
- Блок АГЗУ А-3 - источник №0104;

Неорганизованные источники:

- Площадка оборудования АГЗУ (ЗРА и ФС) - источник №6101;
- Площадка насосов на АГЗУ - источник №6102;
- Площадка насосов на АГЗУ - источник №6103;

Площадка УПСВ (Установка предварительного сброса воды).

Организованные источники:

- Печь ПП - 0,63 №1 - источник №0201;
- Печь ПП - 0,63 №2 - источник №0202;
- Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды) - источник №0203;
- Печь ВГУ-60 №4 (нагрев воды) - источник №0204;
- Установка нагрева воды УНВ-1 - источник №0205;
- Печь ПНЭ-2,7 №5 - источник №0206;
- Печь ПНЭ-2,7 №6 - источник №0207;
- Отстойник нефти 80 м³ - источник №0208;
- Накопительная емкость 60 м³ - источник №0209;
- Емкость для нефти РВС-3000 м³ - источник №0210;
- Факельная установка ФС-2 - источник №0211;

Неорганизованные источники:

- Площадка стояка налива нефти Ст-1 - источник №6201;
- Площадка стояка налива нефти Ст-2 - источник №6202;
- Площадка стояка налива нефти Ст-3 - источник №6203;
- Площадка нефтяных насосов на УПСВ - источник №6204;
- Площадка оборудования УПСВ (ЗРА и ФС) - источник №6205;

Площадка УПН (Установка подготовки нефти).

Организованные источники:

- Печь ПТ-16/150 №1 - источник №0301;
- Печь ПТ-16/150 №2 - источник №0302;
- Печь ПП-0,63 №3 - источник №0303;
- Печь ПП-0,63 №4 - источник №0304;
- Печь УН-0,2 (подогрев воды) - источник №0305;
- ГПЭС-1000 №1 - источник №0306;
- ГПЭС-1000 №2 - источник №0307;
- Котел отопительный КСГ-50 №1 - источник №0308;
- Котел отопительный КСГ-50 №1 - источник №0309;
- Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м³ - источник №0310;
- Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м³ - источник №0311;
- Отстойник нефти ОГ 80 м³ - источник №0312;

Неорганизованные источники:

- Стояк налива нефти - источник №6301;
- Площадка насоса нефти на УПН - источник №6302;
- Площадка нефтяных насосов на УПН - источник №6303;
- Площадка оборудования УПН (ЗРА и ФС) - источник №6304;

Площадка ПСН (Пункт сдачи нефти).

Организованные источники:

- Печь ПТ-16/150 №1 - источник №0401;
- Печь ПТ-16/150 №2 - источник №0402;
- Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м³ - источник №0403;
- Резервуар для хранения нефти РВС-100 м³ - источник №0404;
- Котел отопительный газовый Ягуар - источник №0405;

Неорганизованные источники:

- Площадка насосов ПСН - источник №6401;
- Площадка оборудования ПСН (ЗРА и ФС) - источник №6402;

Площадка сепарации нефти и газа.

Неорганизованные источники:

- Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа - источник №6501;
- Оборудование на площадке сепарации нефти и газа (ЗРА и ФС) - источник №6502;

База Каратурун.

Организованные источники:

- Котел бытовой КСГ-50 - источник №0601;
- Котел бытовой КСГ-50 - источник №0602;
- Котел бытовой КСГ-50 (АКС) - источник №0603;
- Котельная установка - источник №0604;

Неорганизованные источники:

- Площадка оборудования на Базе Каратурун (ЗРА и ФС) - источник №6601;

Площадка добывающих скважин.

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающих скважин. ЗРА и ФС – источник №6701.
(количество скважин: 2026 год – 58 ед., 2027 год – 64 ед., 2028 год – 64 ед., 2029 год – 64 ед., 2030 год – 64 ед.).

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 58 источников выбросов, из них 40 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

3 вариант разработки (рекомендуемый)

Площадка ГУ-1.

Организованные источники:

- Печь ПП - 0,63 №1 - источник №0001;
- Печь ПП - 0,63 №2 - источник №0002;
- Факельная установка ФС-1 - источник №0003;
- Буферная емкость V-60 м³ - источник №0004.

Площадка АГЗУ.

Организованные источники:

- Блок АГЗУ А-1 - источник №0101;
- Блок АГЗУ А-2 - источник №0102;
- Блок АГЗУ А-3 - источник №0103;
- Блок АГЗУ А-3 - источник №0104;

Неорганизованные источники:

- Площадка оборудования АГЗУ (ЗРА и ФС) - источник №6101;
- Площадка насосов на АГЗУ - источник №6102;
- Площадка насосов на АГЗУ - источник №6103;

Площадка УПСВ (Установка предварительного сброса воды).

Организованные источники:

- Печь ПП - 0,63 №1 - источник №0201;
- Печь ПП - 0,63 №2 - источник №0202;
- Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды) - источник №0203;
- Печь ВГУ-60 №4 (нагрев воды) - источник №0204;
- Установка нагрева воды УНВ-1 - источник №0205;
- Печь ПНЭ-2,7 №5 - источник №0206;
- Печь ПНЭ-2,7 №6 - источник №0207;
- Отстойник нефти 80 м³ - источник №0208;
- Накопительная емкость 60 м³ - источник №0209;
- Емкость для нефти РВС-3000 м³ - источник №0210;
- Факельная установка ФС-2 - источник №0211;

Неорганизованные источники:



- Площадка стояка налива нефти Ст-1 - источник №6201;
- Площадка стояка налива нефти Ст-2 - источник №6202;
- Площадка стояка налива нефти Ст-3 - источник №6203;
- Площадка нефтяных насосов на УПСВ - источник №6204;
- Площадка оборудования УПСВ (ЗРА и ФС) - источник №6205;

Площадка УПН (Установка подготовки нефти).

Организованные источники:

- Печь ПТ-16/150 №1 - источник №0301;
- Печь ПТ-16/150 №2 - источник №0302;
- Печь ПП-0,63 №3 - источник №0303;
- Печь ПП-0,63 №4 - источник №0304;
- Печь УН-0,2 (подогрев воды) - источник №0305;
- ГПЭС-1000 №1 - источник №0306;
- ГПЭС-1000 №2 - источник №0307;
- Котел отопительный КСГ-50 №1 - источник №0308;
- Котел отопительный КСГ-50 №1 - источник №0309;
- Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м³ - источник №0310;
- Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м³ - источник №0311;
- Отстойник нефти ОГ 80 м³ - источник №0312;

Неорганизованные источники:

- Стояк налива нефти - источник №6301;
- Площадка насоса нефти на УПН - источник №6302;
- Площадка нефтяных насосов на УПН - источник №6303;
- Площадка оборудования УПН (ЗРА и ФС) - источник №6304;

Площадка ПСН (Пункт сдачи нефти).

Организованные источники:

- Печь ПТ-16/150 №1 - источник №0401;
- Печь ПТ-16/150 №2 - источник №0402;
- Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м³ - источник №0403;
- Резервуар для хранения нефти РВС-100 м³ - источник №0404;
- Котел отопительный газовый Ягуар - источник №0405;

Неорганизованные источники:

- Площадка насосов ПСН - источник №6401;

- Площадка оборудования ПСН (ЗРА и ФС) - источник №6402;

Площадка сепарации нефти и газа.

Неорганизованные источники:

- Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа - источник №6501;
- Оборудование на площадке сепарации нефти и газа (ЗРА и ФС) - источник №6502;

База Каратурун.

Организованные источники:

- Котел бытовой КСГ-50 - источник №0601;
- Котел бытовой КСГ-50 - источник №0602;
- Котел бытовой КСГ-50 (АКС) - источник №0603;
- Котельная установка - источник №0604;

Неорганизованные источники:

- Площадка оборудования на Базе Каратурун (ЗРА и ФС) - источник №6601;

Площадка добывающих скважин.

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающих скважин. ЗРА и ФС – источник №6701.
(количество скважин: 2026 год – 58 ед., 2027 год – 66 ед., 2028 год – 66 ед., 2029 год – 66 ед., 2030 год – 66 ед.).

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 58 источников выбросов, из них 40 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 3 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Каратурун Морской представлена в Приложении 1.

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Предварительные ориентировочные 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 27.10.2006 г.;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г.;

- «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).
- 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 3-х вариантов разработки месторождения, представлены в таблице 1.8.1.2.1

Таблица 1.8.1.2.1 – Характеристика основных технологических показателей добычи нефти, газа и фонда добывающих скважин месторождения Каратурун Морской на 2026-2030 гг.

Год разработки	Добыча нефти*, тыс.т	Добыча газа*, млн.м ³	Фонд добывающих нефтяных скважин*, ед.
1 вариант разработки			
2026	118,9	3,7	50
2027	148,1	4,6	52
2028	122,7	3,8	52
2029	96,7	3,0	52
2030	89,5	2,8	52
2 вариант разработки			
2026	129,4	4,1	58
2027	175,5	5,5	64
2028	154,9	4,9	64
2029	125,3	3,9	64
2030	117,6	3,7	64
3 вариант разработки (рекомендуемый)			
2026	129,4	4,1	58
2027	178,2	5,6	66
2028	161	5,1	66
2029	130,8	4,1	66
2030	122,7	3,8	66

Примечание: * - 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)

Согласно результатам предварительных расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу будут вносить: диоксид азота, оксид азот, углерод (сажа), диоксид серы, оксид углерода, метан, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.2-1.8.1.2.4.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Каратурун Морской по 1 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									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0028034	0,350425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,43037	31,87602	0,6375204
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,32537	10,09181	0,33639367
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02895	0,111185	1,11185
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00912	0,035001	0,175005
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,0187	0,069609	0,116015
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,4777815	109,86609044	630,405087
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0033294	0,416175
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316



0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,43808	32,92891	0,6585782
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,32821	10,48124	0,34937467
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02899	0,116223	1,16223
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00913	0,036335	0,181675
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01873	0,073067	0,12177833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,4884115	111,3187664	630,5676891
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0028724	0,35905
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,43808	32,22451	0,6444902
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,32821	10,22054	0,34068467
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02899	0,112755	1,12755
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00913	0,035496	0,17748
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01873	0,07099	0,11831667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106



2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,4884115	110,34682544	630,4454494
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0024034	0,300425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,43808	31,50391	0,6300782
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,32821	9,95424	0,331808
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02899	0,109224	1,09224
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00913	0,034238	0,17119
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01873	0,068473	0,11412167
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,4884115	109,35215044	630,3177408
2030 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0022744	0,2843
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316



	газ)								
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,43808	31,30411	0,6260822
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,32821	9,88034	0,32934467
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02899	0,108467	1,08467
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00913	0,034	0,17
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01873	0,067997	0,11332833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,4884115	109,07685044	630,2856031

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Каратурун Морской 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									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0029924	0,37405
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,4612	33,13948	0,6627896
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,33676	10,55874	0,351958
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0291	0,116978	1,16978
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00917	0,036817	0,184085
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,0188	0,073652	0,12275333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5203015	111,60832144	630,5432938
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0038224	0,4778
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316



0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,48433	35,14684	0,7029368
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,34531	11,30105	0,37670167
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02921	0,126941	1,26941
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0092	0,039849	0,199245
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01887	0,079706	0,13284333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5521915	114,37787044	630,8368147
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0034514	0,431425
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,48433	34,57564	0,6915128
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,34531	11,08975	0,36965833
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02921	0,123977	1,23977
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0092	0,039169	0,195845
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01887	0,077946	0,12991
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106



2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5521915	113,58959544	630,735999
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0029184	0,3648
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,48433	33,75514	0,6751028
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,34531	10,78645	0,35954833
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02921	0,120068	1,20068
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0092	0,037792	0,18896
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01887	0,075591	0,125985
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5521915	112,45762144	630,592954
2030 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0027804	0,34755
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316



	газ)								
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,48433	33,54174	0,6708348
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,34531	10,70735	0,35691167
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02921	0,119259	1,19259
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0092	0,037538	0,18769
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01887	0,074683	0,12447167
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы $C_{12}-C_{19}$ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5521915	112,16301244	630,557926

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Каратурун Морской по 3 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									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0029924	0,37405
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,4612	33,13948	0,6627896
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,33676	10,55874	0,351958
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0291	0,116978	1,16978
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00917	0,036817	0,184085
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,0188	0,073652	0,12275333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5203015	111,60832144	630,5432938
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0038714	0,483925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316



0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,49203	35,46463	0,7092926
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,34815	11,41858	0,38061933
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02925	0,128404	1,28404
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00922	0,040308	0,20154
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01889	0,080624	0,13437333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5628115	114,81607944	630,8716682
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0035614	0,445175
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,49203	34,98783	0,6997566
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,34815	11,24228	0,37474267
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02925	0,126198	1,26198
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00922	0,039741	0,198705
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01889	0,079088	0,13181333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106



2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6- 10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5628115	114,15836044	630,7900505
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0030174	0,377175
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	6,49203	34,15073	0,6830146
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,34815	10,93258	0,36441933
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02925	0,122225	1,22225
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00922	0,038344	0,19172
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01889	0,076694	0,12782333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтяной	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6- 10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5628115	113,00325244	630,6442802
2030 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	2,37138	20,97214	524,3035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,38502	3,4081	56,8016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02184	0,32638	6,5276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0438	0,71258	14,2516
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,0041011	0,0028724	0,35905
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	3,12574	26,37948	8,79316



	газ)								
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,3625	5,81356	0,1162712
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,49203	33,92613	0,6785226
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,34815	10,84938	0,361646
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02925	0,120975	1,20975
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00922	0,038076	0,19038
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01889	0,07616	0,12693333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000004	0,00000204	2,04
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,5	1	0,5	-	3	0,00821	0,25874	0,51748
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0038	0,0256	2,56
2750	Сольвент нефтя	0,2	-	-	0,2	-	0,00274	0,08624	0,4312
2754	Алканы $C_{12}-C_{19}$ /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П)	1	1	-	-	4	1,3334	9,6106	9,6106
2974	Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа - 90-94%, уротропин - 6-10%)	0,05	-	-	0,05	-	0,00274	0,08624	1,7248
ВСЕГО:							16,5628115	112,69325544	630,6041598

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 в атмосферный воздух 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 технологического оборудования расположенного на территории месторождения будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов ТОО «Бузачи Нефть» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Каратурун Морской проектной глубиной 1200 метров» и ОВОС к нему (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Мангистауской области № KZ64VCZ00459116 от 27.09.2019 года), составит:

- При подготовке буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-30C и испытании скважины буровой установкой А-50 (АР32/40М) - **16,14130416 г/с или 8,91559326 т/год.**
- При подготовке буровой площадки, при буровых работах буровой установкой МБУ-125 (Р-80) и испытании скважины буровой установкой А-50 (АР32/40М) - **15,28515226 г/с или 4,184978819 т/год.**

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при строительстве скважин, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.1.2.5.

Таблица 1.8.1.2.5 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин на месторождении Каратурун Морской

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**	Выбросы ЗВ*	
	Добывающие	г/с	т/год
1 вариант разработки			
2026	-	-	-
2027	-	-	-
2028	-	-	-
2029	-	-	-
2 вариант разработки			
2026	4	64,56521664	35,66237304
2027	4	64,56521664	35,66237304
2028	-	-	-
2029	-	-	-
3 вариант разработки - рекомендуемый			
2026	4	64,56521664	35,66237304
2027	6	96,84782496	53,49355956
2028	-	-	-
2029	-	-	-

Примечание: * - Ориентировочное количество выбросов ЗВ принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Групповым техническим проектом на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Каратурун Морской проектной глубиной 1200 метров» и ОВОС к нему (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Мангистауской области № KZ64VCZ00459116 от 27.09.2019 года); ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.2, 1.5.3.4, 1.5.3.6)

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Каратурун Морской с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

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» № КР 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 Каратурун Морской, как и на других месторождениях Мангистауской области нет действующих метеопостов «Казгидромет», расчет рассеивания проводился с учетом фоновых концентраций, принятым по результатам мониторинговых наблюдений за 4 квартал 2025 года.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Каратурун Морской в 4-ом квартале 2025 года составили:

- Азот диоксид – 0,065 мг/м³;
- Азот оксид – 0,064 мг/м³;
- Сера диоксид – 0,053 мг/м³;

- Углерод оксид – 1,70 мг/м³;
- Углеводороды C₁-C₅ – 2,30 мг/м³;
- Углеводороды C₆-C₁₀ – 0,72 мг/м³;
- Углеводороды C₁₂-C₁₉ – 0,0042 мг/м³.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 32000 x 27000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м. Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 3 варианта разработки месторождения на 2027 год, данный год характеризуется максимальными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу за рассматриваемый период разработки. Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

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 Каратурун Морской

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
0301	Азота диоксид	0,2	-	0,864	0,515
0304	Азот оксид	0,4	-	0,204	0,175
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	0,011	0,0021
0330	Сера диоксид	0,5	-	0,114	0,108
0333	Сероводород	0,008	-	0,097	0,0087
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,374	0,350
0410	Метан	-	50	расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,066	0,048
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	0,036	0,025
0602	Бензол	0,3	-	0,015	0,0014
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,0074	0,00069
0621	Метилбензол	0,6	-	0,0050	0,00046
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	расчет нецелесообразен	
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1	-	0,0013	0,0003
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	-	расчет нецелесообразен	
2750	Сольвент нефтя	-	0,2	0,0022	0,0005
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉)	1	-	0,079	0,031
2974	Пыль фенолформальдегидная	-	0,05	0,0062	0,00095
-	Группа суммации 0330+0333	-	-	0,203	0,115
-	Группа суммации 0301+0330	-	-	0,971	0,621
-	Группа суммации 0333+1325	-	-	0,098	0,0087

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Каратурун Морской, при рассматриваемой системе сбора, 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.

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Каратурун Морской принят – 1000 м. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №R.03.X.KZ08VBS00076329 от 13.07.2017 года к ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ТОО «Бузачи Нефть»»»).

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 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено.

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

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест.

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.

Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» представлены в таблицах 1.8.1.4.1 - 1.8.1.4.5.

Таблица 1.8.1.4.1 - Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть на 2026 год (3 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								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2026
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2026
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2026
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2026
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0535	0,1971	0,0535	0,1971	2026
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0422	1,3103	0,0422	1,3103	2026
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0422	0,0219	0,0422	0,0219	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0168	0,5202	0,0168	0,5202	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0168	0,0091	0,0168	0,0091	2026
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2026
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2026
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0054	0,1694	0,0054	0,1694	2026
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,9333	13,2282	0,9333	13,2282	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,9333	0,2267	0,9333	0,2267	2026
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2026
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,053	1,6442	0,053	1,6442	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,053	0,0275	0,053	0,0275	2026
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0017	0,0275	0,0017	0,0275	2026
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2026
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2026
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2026
Котельная	0604	-	-	0,0037	0,0584	0,0037	0,0584	2026
Итого:		-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2026
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2026
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2026
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2026
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0087	0,032	0,0087	0,032	2026
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0069	0,2129	0,0069	0,2129	2026
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0069	0,0036	0,0069	0,0036	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0845	0,0027	0,0845	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2026
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2026
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2026
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0009	0,0275	0,0009	0,0275	2026
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,1517	2,1496	0,1517	2,1496	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,1517	0,0368	0,1517	0,0368	2026
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2026
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0086	0,2672	0,0086	0,2672	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0086	0,0045	0,0086	0,0045	2026
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0003	0,0045	0,0003	0,0045	2026
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2026
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2026
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2026
Котельная	0604	-	-	0,0006	0,0095	0,0006	0,0095	2026
Итого:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0065	0,0945	0,0065	0,0945	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0065	0,0016	0,0065	0,0016	2026
Итого:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	2026



(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2026
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2026
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2026
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2026
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0054	0,1668	0,0054	0,1668	2026
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0054	0,0028	0,0054	0,0028	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0834	0,0027	0,0834	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2026
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2026
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2026
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0005	0,0165	0,0005	0,0165	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0048	0,1483	0,0048	0,1483	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0048	0,0025	0,0048	0,0025	2026
Итого:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	2026
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2026
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2026
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0001	0,00222	0,0001	0,00222	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0009	0,000221	0,0009	0,000221	2026
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2026
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0009	0,000441	0,0009	0,000441	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2026
Итого:	-	-	-	0,0041	0,002959	0,0041	0,002959	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0041	0,002959	0,0041	0,002959	2026
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,107	0,0092	0,107	0,0092	2026
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,1864	0,6865	0,1864	0,6865	2026
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2026
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2026
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2026
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	1,1778	16,6297	1,1778	16,6297	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	1,1778	0,2849	1,1778	0,2849	2026
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2026
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2026
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,006	0,0957	0,006	0,0957	2026
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2026
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2026
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2026
Котельная	0604	-	-	0,0127	0,2033	0,0127	0,2033	2026
Итого:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	2026
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2026



Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2026
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2026
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2026
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2026
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2026
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2026
Итого:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,1	0,0024	0,1	0,0024	2026
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2026
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2026
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2026
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2026
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,1467	0,0037	0,1467	0,0037	2026
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,1467	0,0041	0,1467	0,0041	2026
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,1467	2,6813	0,1467	2,6813	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	1,1072	0,2664	1,1072	0,2664	2026
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2026
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,1334	0,0037	0,1334	0,0037	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	1,1072	0,5328	1,1072	0,5328	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2026
Итого:	-	-	-	5,1795	6,0052	5,1795	6,0052	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,17	5,36113	0,17	5,36113	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,006	0,0664	0,006	0,0664	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,086	0,1949	0,086	0,1949	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,086	0,1949	0,086	0,1949	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,086	0,1949	0,086	0,1949	2026
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0242	0,2383	0,0242	0,2383	2026
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,04429	1,39675	0,04429	1,39675	2026
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,086	0,1949	0,086	0,1949	2026



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0101	0,3176	0,0101	0,3176	2026
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0725	0,7149	0,0725	0,7149	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,05958	1,87899	0,05958	1,87899	2026
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0806	2,5404	0,0806	2,5404	2026
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,11205	3,53357	0,11205	3,53357	2026
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,06042	1,90544	0,06042	1,90544	2026
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,02602	0,82042	0,02602	0,82042	2026
Площадка скважин	6701	-	-	0,22354	7,04958	0,22354	7,04958	2026
Итого:	-	-	-	1,2817	27,13428	1,2817	27,13428	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,4612	33,13948	6,4612	33,13948	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,037	0,0009	0,037	0,0009	2026
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2026
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2026
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2026
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2026
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0543	0,0014	0,0543	0,0014	2026
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0543	0,0015	0,0543	0,0015	2026
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0543	0,9917	0,0543	0,9917	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,4095	0,0985	0,4095	0,0985	2026
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2026
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0493	0,0014	0,0493	0,0014	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,4095	0,1971	0,4095	0,1971	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2026
Итого:	-	-	-	1,9156	2,2205	1,9156	2,2205	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,04213	1,32857	0,04213	1,32857	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,0022	0,0245	0,0022	0,0245	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0318	0,072	0,0318	0,072	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0318	0,072	0,0318	0,072	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0318	0,072	0,0318	0,072	2026
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0092	0,0904	0,0092	0,0904	2026
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,01068	0,33688	0,01068	0,33688	2026
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0318	0,072	0,0318	0,072	2026



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0037	0,1174	0,0037	0,1174	2026
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0275	0,2712	0,0275	0,2712	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,01317	0,41548	0,01317	0,41548	2026
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0306	0,9636	0,0306	0,9636	2026
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,03383	1,06678	0,03383	1,06678	2026
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,01033	0,32565	0,01033	0,32565	2026
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00961	0,30319	0,00961	0,30319	2026
Площадка скважин	6701	-	-	0,08261	2,60519	0,08261	2,60519	2026
Итого:	-	-	-	0,42116	8,33824	0,42116	8,33824	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,33676	10,55874	2,33676	10,55874	2026
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0005	0,000012	0,0005	0,000012	2026
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2026
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2026
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2026
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2026
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2026
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2026
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0007	0,012951	0,0007	0,012951	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0053	0,001287	0,0053	0,001287	2026
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2026
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0006	0,000018	0,0006	0,000018	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0053	0,002574	0,0053	0,002574	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2026
Итого:	-	-	-	0,0248	0,028868	0,0248	0,028868	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00053	0,01672	0,00053	0,01672	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00003	0,0003	0,00003	0,0003	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2026
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00014	0,0044	0,00014	0,0044	2026
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2026
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00017	0,00543	0,00017	0,00543	2026



Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00044	0,01393	0,00044	0,01393	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00013	0,00425	0,00013	0,00425	2026
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00013	0,00396	0,00013	0,00396	2026
Площадка скважин	6701	-	-	0,00108	0,03402	0,00108	0,03402	2026
Итого:	-	-	-	0,0043	0,08811	0,0043	0,08811	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0291	0,116978	0,0291	0,116978	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0002	0,000004	0,0002	0,000004	2026
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2026
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2026
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2026
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2026
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2026
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2026
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0002	0,00407	0,0002	0,00407	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0017	0,000404	0,0017	0,000404	2026
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2026
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0017	0,000809	0,0017	0,000809	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2026
Итого:	-	-	-	0,00792	0,009027	0,00792	0,009027	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00017	0,00525	0,00017	0,00525	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00001	0,0001	0,00001	0,0001	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2026
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00004	0,00138	0,00004	0,00138	2026
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2026
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00005	0,00171	0,00005	0,00171	2026
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00014	0,00438	0,00014	0,00438	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00004	0,00134	0,00004	0,00134	2026
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	2026
Площадка скважин	6701	-	-	0,00034	0,01069	0,00034	0,01069	2026
Итого:	-	-	-	0,00125	0,02779	0,00125	0,02779	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00917	0,036817	0,00917	0,036817	2026
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0003	0,000007	0,0003	0,000007	2026
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2026
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2026
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2026
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2026
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2026
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0004	0,000013	0,0004	0,000013	2026
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0004	0,008141	0,0004	0,008141	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0034	0,000809	0,0034	0,000809	2026
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2026
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0034	0,001618	0,0034	0,001618	2026
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2026
Итого:	-	-	-	0,0159	0,018052	0,0159	0,018052	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00033	0,01051	0,00033	0,01051	2026
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00002	0,0002	0,00002	0,0002	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2026
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2026
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00009	0,00277	0,00009	0,00277	2026
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2026
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00003	0,001	0,00003	0,001	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00011	0,00341	0,00011	0,00341	2026
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00028	0,00876	0,00028	0,00876	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00008	0,00267	0,00008	0,00267	2026
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00008	0,00249	0,00008	0,00249	2026
Площадка скважин	6701	-	-	0,00068	0,02139	0,00068	0,02139	2026
Итого:	-	-	-	0,0029	0,0556	0,0029	0,0556	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0188	0,073652	0,0188	0,073652	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0000002	0,000002	0,0000002	0,000002	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0000002	0,00000004	0,0000002	0,00000004	2026
Итого:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	2026
(1052) Метанол (Метиловый спирт)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00205	0,06468	0,00205	0,06468	2026
Итого:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	2026
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0019	0,0252	0,0019	0,0252	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0019	0,0004	0,0019	0,0004	2026
Итого:		-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	2026
(2750) Сольвент нафта								
Организованные источники								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2026
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,6667	9,4487	0,6667	9,4487	2026
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,6667	0,1619	0,6667	0,1619	2026
Итого:		-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	2026
(2974) Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2026
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2026
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2026
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2026
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,5203015	111,60832144	16,5203015	111,60832144	
из них:								
Итого по организованным источникам:		14,7953015	76,22338944	14,7953015	75,53308144	14,7953015	75,53308144	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2026
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01058	0,27634	0,01058	0,27634	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2026
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00172	0,0449	0,00172	0,0449	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2026
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00884	0,23028	0,00884	0,23028	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2026
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0015	0,03918	0,0015	0,03918	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2026
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000011	0,0000334	0,0000011	0,0000334	
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								



Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,08824	2,30288	0,08824	2,30288	
(0410) Метан								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2026
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0022	0,05756	0,0022	0,05756	
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,725	36,07524	1,725	36,07524	

Таблица 1.8.1.4.2 - Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть на 2027 год (3 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		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2027
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2027
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2027
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2027
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0535	0,1971	0,0535	0,1971	2027
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0422	1,3103	0,0422	1,3103	2027
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0422	0,0219	0,0422	0,0219	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0168	0,5202	0,0168	0,5202	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0168	0,0091	0,0168	0,0091	2027
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2027
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2027
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0054	0,1694	0,0054	0,1694	2027
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,9333	13,2282	0,9333	13,2282	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,9333	0,2267	0,9333	0,2267	2027
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2027
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,053	1,6442	0,053	1,6442	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,053	0,0275	0,053	0,0275	2027
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0017	0,0275	0,0017	0,0275	2027
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2027
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2027
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2027
Котельная	0604	-	-	0,0037	0,0584	0,0037	0,0584	2027
Итого:		-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2027
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2027
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2027
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2027
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0087	0,032	0,0087	0,032	2027
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0069	0,2129	0,0069	0,2129	2027
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0069	0,0036	0,0069	0,0036	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0845	0,0027	0,0845	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2027
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2027
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2027
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0009	0,0275	0,0009	0,0275	2027
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,1517	2,1496	0,1517	2,1496	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,1517	0,0368	0,1517	0,0368	2027
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2027
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0086	0,2672	0,0086	0,2672	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0086	0,0045	0,0086	0,0045	2027
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0003	0,0045	0,0003	0,0045	2027
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2027
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2027
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2027
Котельная	0604	-	-	0,0006	0,0095	0,0006	0,0095	2027
Итого:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0065	0,0945	0,0065	0,0945	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0065	0,0016	0,0065	0,0016	2027
Итого:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	2027



(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2027
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2027
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2027
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2027
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0054	0,1668	0,0054	0,1668	2027
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0054	0,0028	0,0054	0,0028	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0834	0,0027	0,0834	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2027
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2027
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2027
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0005	0,0165	0,0005	0,0165	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0048	0,1483	0,0048	0,1483	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0048	0,0025	0,0048	0,0025	2027
Итого:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	2027
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2027
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2027
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0001	0,003099	0,0001	0,003099	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0009	0,000221	0,0009	0,000221	2027
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2027
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0009	0,000441	0,0009	0,000441	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2027
Итого:	-	-	-	0,0041	0,003838	0,0041	0,003838	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0041	0,003838	0,0041	0,003838	2027
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,107	0,0092	0,107	0,0092	2027
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,1864	0,6865	0,1864	0,6865	2027
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2027
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2027
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2027
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	1,1778	16,6297	1,1778	16,6297	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	1,1778	0,2849	1,1778	0,2849	2027
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2027
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2027
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,006	0,0957	0,006	0,0957	2027
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2027
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2027
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2027
Котельная	0604	-	-	0,0127	0,2033	0,0127	0,2033	2027
Итого:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	2027
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2027



Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2027
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2027
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2027
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2027
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2027
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2027
Итого:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	2027
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,1	0,0024	0,1	0,0024	2027
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2027
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2027
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2027
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2027
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,1467	0,0037	0,1467	0,0037	2027
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,1467	0,0041	0,1467	0,0041	2027
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,1467	3,7425	0,1467	3,7425	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	1,1072	0,2664	1,1072	0,2664	2027
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2027
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,1334	0,0037	0,1334	0,0037	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	1,1072	0,5328	1,1072	0,5328	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2027
Итого:	-	-	-	5,1795	7,0664	5,1795	7,0664	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,17	5,36113	0,17	5,36113	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,006	0,0664	0,006	0,0664	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,086	0,2678	0,086	0,2678	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,086	0,2678	0,086	0,2678	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,086	0,2678	0,086	0,2678	2027
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0242	0,2383	0,0242	0,2383	2027
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,04429	1,39675	0,04429	1,39675	2027
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,086	0,2678	0,086	0,2678	2027



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0101	0,3176	0,0101	0,3176	2027
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0725	0,7149	0,0725	0,7149	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,05958	1,87899	0,05958	1,87899	2027
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0806	2,5404	0,0806	2,5404	2027
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,11205	3,53357	0,11205	3,53357	2027
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,06042	1,90544	0,06042	1,90544	2027
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,02602	0,82042	0,02602	0,82042	2027
Площадка скважин	6701	-	-	0,25437	8,02193	0,25437	8,02193	2027
Итого:	-	-	-	1,31253	28,39823	1,31253	28,39823	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,49203	35,46463	6,49203	35,46463	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,037	0,0009	0,037	0,0009	2027
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2027
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2027
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2027
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2027
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0543	0,0014	0,0543	0,0014	2027
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0543	0,0015	0,0543	0,0015	2027
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0543	1,3842	0,0543	1,3842	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,4095	0,0985	0,4095	0,0985	2027
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2027
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0493	0,0014	0,0493	0,0014	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,4095	0,1971	0,4095	0,1971	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2027
Итого:	-	-	-	1,9156	2,613	1,9156	2,613	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,04213	1,32857	0,04213	1,32857	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,0022	0,0245	0,0022	0,0245	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0318	0,099	0,0318	0,099	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0318	0,099	0,0318	0,099	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0318	0,099	0,0318	0,099	2027
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0092	0,0904	0,0092	0,0904	2027
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,01068	0,33688	0,01068	0,33688	2027
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0318	0,099	0,0318	0,099	2027



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0037	0,1174	0,0037	0,1174	2027
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0275	0,2712	0,0275	0,2712	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,01317	0,41548	0,01317	0,41548	2027
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0306	0,9636	0,0306	0,9636	2027
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,03383	1,06678	0,03383	1,06678	2027
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,01033	0,32565	0,01033	0,32565	2027
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00961	0,30319	0,00961	0,30319	2027
Площадка скважин	6701	-	-	0,094	2,96453	0,094	2,96453	2027
Итого:	-	-	-	0,43255	8,80558	0,43255	8,80558	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,34815	11,41858	2,34815	11,41858	2027
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0005	0,000012	0,0005	0,000012	2027
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2027
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2027
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2027
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2027
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2027
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2027
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0007	0,018077	0,0007	0,018077	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0053	0,001287	0,0053	0,001287	2027
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2027
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0006	0,000018	0,0006	0,000018	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0053	0,002574	0,0053	0,002574	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2027
Итого:	-	-	-	0,0248	0,033994	0,0248	0,033994	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00053	0,01672	0,00053	0,01672	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00003	0,0003	0,00003	0,0003	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0004	0,0013	0,0004	0,0013	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0004	0,0013	0,0004	0,0013	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0004	0,0013	0,0004	0,0013	2027
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00014	0,0044	0,00014	0,0044	2027
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0004	0,0013	0,0004	0,0013	2027
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00017	0,00543	0,00017	0,00543	2027



Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00044	0,01393	0,00044	0,01393	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00013	0,00425	0,00013	0,00425	2027
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00013	0,00396	0,00013	0,00396	2027
Площадка скважин	6701	-	-	0,00123	0,03872	0,00123	0,03872	2027
Итого:	-	-	-	0,00445	0,09441	0,00445	0,09441	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02925	0,128404	0,02925	0,128404	2027
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0002	0,000004	0,0002	0,000004	2027
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2027
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2027
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0002	0,005681	0,0002	0,005681	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0017	0,000404	0,0017	0,000404	2027
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2027
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0017	0,000809	0,0017	0,000809	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2027
Итого:	-	-	-	0,00792	0,010638	0,00792	0,010638	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00017	0,00525	0,00017	0,00525	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00001	0,0001	0,00001	0,0001	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2027
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00004	0,00138	0,00004	0,00138	2027
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2027
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00005	0,00171	0,00005	0,00171	2027
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00014	0,00438	0,00014	0,00438	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00004	0,00134	0,00004	0,00134	2027
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	2027
Площадка скважин	6701	-	-	0,00039	0,01217	0,00039	0,01217	2027
Итого:	-	-	-	0,0013	0,02967	0,0013	0,02967	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00922	0,040308	0,00922	0,040308	2027
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0003	0,000007	0,0003	0,000007	2027
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2027
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2027
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2027
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2027
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2027
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0004	0,000013	0,0004	0,000013	2027
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0004	0,011363	0,0004	0,011363	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0034	0,000809	0,0034	0,000809	2027
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2027
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0034	0,001618	0,0034	0,001618	2027
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2027
Итого:	-	-	-	0,0159	0,021274	0,0159	0,021274	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00033	0,01051	0,00033	0,01051	2027
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00002	0,0002	0,00002	0,0002	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0003	0,0008	0,0003	0,0008	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0003	0,0008	0,0003	0,0008	2027
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0003	0,0008	0,0003	0,0008	2027
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00009	0,00277	0,00009	0,00277	2027
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0003	0,0008	0,0003	0,0008	2027
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00003	0,001	0,00003	0,001	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00011	0,00341	0,00011	0,00341	2027
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00028	0,00876	0,00028	0,00876	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00008	0,00267	0,00008	0,00267	2027
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00008	0,00249	0,00008	0,00249	2027
Площадка скважин	6701	-	-	0,00077	0,02434	0,00077	0,02434	2027
Итого:	-	-	-	0,00299	0,05935	0,00299	0,05935	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01889	0,080624	0,01889	0,080624	2027
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0000002	0,000002	0,0000002	0,000002	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0000002	0,00000004	0,0000002	0,00000004	2027
Итого:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	2027
(1052) Метанол (Метиловый спирт)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00205	0,06468	0,00205	0,06468	2027
Итого:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	2027
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0019	0,0252	0,0019	0,0252	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0019	0,0004	0,0019	0,0004	2027
Итого:		-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	2027
(2750) Сольвент нафта								
Организованные источники								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2027
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2027
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,6667	9,4487	0,6667	9,4487	2027
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,6667	0,1619	0,6667	0,1619	2027
Итого:		-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	2027
(2974) Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2027
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2027
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2027
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2027
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,5628115	114,81607944	16,5628115	114,81607944	
из них:								
Итого по организованным источникам:		14,7953015	76,22338944	14,7953015	76,99761944	14,7953015	76,99761944	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2027
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01058	0,27634	0,01058	0,27634	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2027
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00172	0,0449	0,00172	0,0449	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2027
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00884	0,23028	0,00884	0,23028	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2027
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0015	0,03918	0,0015	0,03918	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2027
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000011	0,0000334	0,0000011	0,0000334	



(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2027
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,08824	2,30288	0,08824	2,30288	
(0410) Метан								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2027
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2027
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0022	0,05756	0,0022	0,05756	
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,76751	37,81846	1,76751	37,81846	

Таблица 1.8.1.4.3 - Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть на 2028 год (3 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		3	4	5	6	7	8	9
1	2							
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2028
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2028
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2028
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2028
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0535	0,1971	0,0535	0,1971	2028
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0422	1,3103	0,0422	1,3103	2028
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0422	0,0219	0,0422	0,0219	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0168	0,5202	0,0168	0,5202	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0168	0,0091	0,0168	0,0091	2028
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2028
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2028
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0054	0,1694	0,0054	0,1694	2028
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,9333	13,2282	0,9333	13,2282	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,9333	0,2267	0,9333	0,2267	2028
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2028
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,053	1,6442	0,053	1,6442	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,053	0,0275	0,053	0,0275	2028
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0017	0,0275	0,0017	0,0275	2028
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2028
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2028
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2028
Котельная	0604	-	-	0,0037	0,0584	0,0037	0,0584	2028
Итого:		-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2028
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2028
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2028
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2028
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0087	0,032	0,0087	0,032	2028
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0069	0,2129	0,0069	0,2129	2028
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0069	0,0036	0,0069	0,0036	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0845	0,0027	0,0845	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2028
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2028
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2028
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0009	0,0275	0,0009	0,0275	2028
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,1517	2,1496	0,1517	2,1496	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,1517	0,0368	0,1517	0,0368	2028
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2028
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0086	0,2672	0,0086	0,2672	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0086	0,0045	0,0086	0,0045	2028
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0003	0,0045	0,0003	0,0045	2028
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2028
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2028
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2028
Котельная	0604	-	-	0,0006	0,0095	0,0006	0,0095	2028
Итого:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0065	0,0945	0,0065	0,0945	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0065	0,0016	0,0065	0,0016	2028
Итого:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	2028



(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2028
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2028
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2028
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2028
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0054	0,1668	0,0054	0,1668	2028
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0054	0,0028	0,0054	0,0028	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0834	0,0027	0,0834	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2028
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2028
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2028
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0005	0,0165	0,0005	0,0165	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0048	0,1483	0,0048	0,1483	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0048	0,0025	0,0048	0,0025	2028
Итого:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	2028
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	2028
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2028
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2028
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0001	0,002789	0,0001	0,002789	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0009	0,000221	0,0009	0,000221	2028
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2028
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0009	0,000441	0,0009	0,000441	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2028
Итого:	-	-	-	0,0041	0,003528	0,0041	0,003528	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0041	0,003528	0,0041	0,003528	2028
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,107	0,0092	0,107	0,0092	2028
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,1864	0,6865	0,1864	0,6865	2028
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2028
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2028
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2028
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	1,1778	16,6297	1,1778	16,6297	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	1,1778	0,2849	1,1778	0,2849	2028
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2028
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2028
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,006	0,0957	0,006	0,0957	2028
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2028
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2028
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2028
Котельная	0604	-	-	0,0127	0,2033	0,0127	0,2033	2028
Итого:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	2028
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2028



Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2028
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2028
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2028
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2028
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2028
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2028
Итого:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	2028
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,1	0,0024	0,1	0,0024	2028
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2028
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2028
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2028
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2028
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,1467	0,0037	0,1467	0,0037	2028
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,1467	0,0041	0,1467	0,0041	2028
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,1467	3,3685	0,1467	3,3685	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	1,1072	0,2664	1,1072	0,2664	2028
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2028
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,1334	0,0037	0,1334	0,0037	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	1,1072	0,5328	1,1072	0,5328	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2028
Итого:	-	-	-	5,1795	6,6924	5,1795	6,6924	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,17	5,36113	0,17	5,36113	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,006	0,0664	0,006	0,0664	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,086	0,2421	0,086	0,2421	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,086	0,2421	0,086	0,2421	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,086	0,2421	0,086	0,2421	2028
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0242	0,2383	0,0242	0,2383	2028
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,04429	1,39675	0,04429	1,39675	2028
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,086	0,2421	0,086	0,2421	2028



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0101	0,3176	0,0101	0,3176	2028
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0725	0,7149	0,0725	0,7149	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,05958	1,87899	0,05958	1,87899	2028
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0806	2,5404	0,0806	2,5404	2028
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,11205	3,53357	0,11205	3,53357	2028
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,06042	1,90544	0,06042	1,90544	2028
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,02602	0,82042	0,02602	0,82042	2028
Площадка скважин	6701	-	-	0,25437	8,02193	0,25437	8,02193	2028
Итого:	-	-	-	1,31253	28,29543	1,31253	28,29543	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,49203	34,98783	6,49203	34,98783	2028
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,037	0,0009	0,037	0,0009	2028
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2028
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2028
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2028
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2028
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0543	0,0014	0,0543	0,0014	2028
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0543	0,0015	0,0543	0,0015	2028
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0543	1,2459	0,0543	1,2459	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,4095	0,0985	0,4095	0,0985	2028
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2028
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0493	0,0014	0,0493	0,0014	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,4095	0,1971	0,4095	0,1971	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2028
Итого:	-	-	-	1,9156	2,4747	1,9156	2,4747	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,04213	1,32857	0,04213	1,32857	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,0022	0,0245	0,0022	0,0245	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0318	0,0895	0,0318	0,0895	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0318	0,0895	0,0318	0,0895	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0318	0,0895	0,0318	0,0895	2028
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0092	0,0904	0,0092	0,0904	2028
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,01068	0,33688	0,01068	0,33688	2028
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0318	0,0895	0,0318	0,0895	2028



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0037	0,1174	0,0037	0,1174	2028
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0275	0,2712	0,0275	0,2712	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,01317	0,41548	0,01317	0,41548	2028
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0306	0,9636	0,0306	0,9636	2028
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,03383	1,06678	0,03383	1,06678	2028
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,01033	0,32565	0,01033	0,32565	2028
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00961	0,30319	0,00961	0,30319	2028
Площадка скважин	6701	-	-	0,094	2,96453	0,094	2,96453	2028
Итого:	-	-	-	0,43255	8,76758	0,43255	8,76758	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,34815	11,24228	2,34815	11,24228	2028
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0005	0,000012	0,0005	0,000012	2028
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2028
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2028
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2028
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2028
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2028
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2028
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0007	0,016271	0,0007	0,016271	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0053	0,001287	0,0053	0,001287	2028
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2028
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0006	0,000018	0,0006	0,000018	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0053	0,002574	0,0053	0,002574	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2028
Итого:	-	-	-	0,0248	0,032188	0,0248	0,032188	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00053	0,01672	0,00053	0,01672	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00003	0,0003	0,00003	0,0003	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0004	0,0012	0,0004	0,0012	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0004	0,0012	0,0004	0,0012	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0004	0,0012	0,0004	0,0012	2028
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00014	0,0044	0,00014	0,0044	2028
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0004	0,0012	0,0004	0,0012	2028
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00017	0,00543	0,00017	0,00543	2028



Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00044	0,01393	0,00044	0,01393	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00013	0,00425	0,00013	0,00425	2028
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00013	0,00396	0,00013	0,00396	2028
Площадка скважин	6701	-	-	0,00123	0,03872	0,00123	0,03872	2028
Итого:	-	-	-	0,00445	0,09401	0,00445	0,09401	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02925	0,126198	0,02925	0,126198	2028
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0002	0,000004	0,0002	0,000004	2028
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2028
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2028
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2028
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2028
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2028
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2028
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0002	0,005114	0,0002	0,005114	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0017	0,000404	0,0017	0,000404	2028
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2028
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0017	0,000809	0,0017	0,000809	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2028
Итого:	-	-	-	0,00792	0,010071	0,00792	0,010071	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00017	0,00525	0,00017	0,00525	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00001	0,0001	0,00001	0,0001	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2028
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00004	0,00138	0,00004	0,00138	2028
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2028
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00005	0,00171	0,00005	0,00171	2028
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00014	0,00438	0,00014	0,00438	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00004	0,00134	0,00004	0,00134	2028
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	2028
Площадка скважин	6701	-	-	0,00039	0,01217	0,00039	0,01217	2028
Итого:	-	-	-	0,0013	0,02967	0,0013	0,02967	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00922	0,039741	0,00922	0,039741	2028
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0003	0,000007	0,0003	0,000007	2028
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2028
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2028
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2028
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2028
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2028
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0004	0,000013	0,0004	0,000013	2028
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0004	0,010227	0,0004	0,010227	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0034	0,000809	0,0034	0,000809	2028
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2028
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0034	0,001618	0,0034	0,001618	2028
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2028
Итого:	-	-	-	0,0159	0,020138	0,0159	0,020138	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00033	0,01051	0,00033	0,01051	2028
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00002	0,0002	0,00002	0,0002	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0003	0,0007	0,0003	0,0007	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0003	0,0007	0,0003	0,0007	2028
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0003	0,0007	0,0003	0,0007	2028
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00009	0,00277	0,00009	0,00277	2028
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0003	0,0007	0,0003	0,0007	2028
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00003	0,001	0,00003	0,001	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00011	0,00341	0,00011	0,00341	2028
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00028	0,00876	0,00028	0,00876	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00008	0,00267	0,00008	0,00267	2028
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00008	0,00249	0,00008	0,00249	2028
Площадка скважин	6701	-	-	0,00077	0,02434	0,00077	0,02434	2028
Итого:	-	-	-	0,00299	0,05935	0,00299	0,05935	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01889	0,079488	0,01889	0,079488	2028
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0000002	0,000002	0,0000002	0,000002	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0000002	0,00000004	0,0000002	0,00000004	2028
Итого:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	2028
(1052) Метанол (Метиловый спирт)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00205	0,06468	0,00205	0,06468	2028
Итого:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	2028
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0019	0,0252	0,0019	0,0252	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0019	0,0004	0,0019	0,0004	2028
Итого:		-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	2028
(2750) Сольвент нефти								
Организованные источники								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2028
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2028
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,6667	9,4487	0,6667	9,4487	2028
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,6667	0,1619	0,6667	0,1619	2028
Итого:		-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	2028
(2974) Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2028
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2028
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2028
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2028
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,5628115	114,15836044	16,5628115	114,15836044	
из них:								
Итого по организованным источникам:		14,7953015	76,22338944	14,7953015	76,48150044	14,7953015	76,48150044	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2028
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01058	0,27634	0,01058	0,27634	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2028
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00172	0,0449	0,00172	0,0449	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2028
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00884	0,23028	0,00884	0,23028	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2028
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0015	0,03918	0,0015	0,03918	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2028
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000011	0,0000334	0,0000011	0,0000334	
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								



Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,08824	2,30288	0,08824	2,30288	
(0410) Метан								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2028
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0022	0,05756	0,0022	0,05756	
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,76751	37,67686	1,76751	37,67686	

Таблица 1.8.1.4.4 - Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть на 2029 год (3 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								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2029
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2029
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2029
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2029
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0535	0,1971	0,0535	0,1971	2029
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0422	1,3103	0,0422	1,3103	2029
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0422	0,0219	0,0422	0,0219	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0168	0,5202	0,0168	0,5202	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0168	0,0091	0,0168	0,0091	2029
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2029
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2029
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0054	0,1694	0,0054	0,1694	2029
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,9333	13,2282	0,9333	13,2282	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,9333	0,2267	0,9333	0,2267	2029
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2029
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,053	1,6442	0,053	1,6442	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,053	0,0275	0,053	0,0275	2029
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0017	0,0275	0,0017	0,0275	2029
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2029
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2029
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2029
Котельная	0604	-	-	0,0037	0,0584	0,0037	0,0584	2029
Итого:		-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2029
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2029
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2029
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2029
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0087	0,032	0,0087	0,032	2029
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0069	0,2129	0,0069	0,2129	2029
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0069	0,0036	0,0069	0,0036	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0845	0,0027	0,0845	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2029
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2029
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2029
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0009	0,0275	0,0009	0,0275	2029
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,1517	2,1496	0,1517	2,1496	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,1517	0,0368	0,1517	0,0368	2029
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2029
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0086	0,2672	0,0086	0,2672	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0086	0,0045	0,0086	0,0045	2029
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0003	0,0045	0,0003	0,0045	2029
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2029
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2029
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2029
Котельная	0604	-	-	0,0006	0,0095	0,0006	0,0095	2029
Итого:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0065	0,0945	0,0065	0,0945	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0065	0,0016	0,0065	0,0016	2029
Итого:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	2029



(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2029
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2029
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2029
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2029
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0054	0,1668	0,0054	0,1668	2029
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0054	0,0028	0,0054	0,0028	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0834	0,0027	0,0834	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2029
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2029
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2029
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0005	0,0165	0,0005	0,0165	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0048	0,1483	0,0048	0,1483	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0048	0,0025	0,0048	0,0025	2029
Итого:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	2029
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2029
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2029
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0001	0,002245	0,0001	0,002245	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0009	0,000221	0,0009	0,000221	2029
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2029
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0009	0,000441	0,0009	0,000441	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2029
Итого:	-	-	-	0,0041	0,002984	0,0041	0,002984	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0041	0,002984	0,0041	0,002984	2029
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,107	0,0092	0,107	0,0092	2029
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,1864	0,6865	0,1864	0,6865	2029
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2029
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2029
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2029
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	1,1778	16,6297	1,1778	16,6297	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	1,1778	0,2849	1,1778	0,2849	2029
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2029
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2029
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,006	0,0957	0,006	0,0957	2029
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2029
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2029
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2029
Котельная	0604	-	-	0,0127	0,2033	0,0127	0,2033	2029
Итого:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	2029
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2029



Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2029
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2029
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2029
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2029
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2029
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2029
Итого:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,1	0,0024	0,1	0,0024	2029
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2029
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2029
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2029
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2029
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,1467	0,0037	0,1467	0,0037	2029
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,1467	0,0041	0,1467	0,0041	2029
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,1467	2,7118	0,1467	2,7118	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	1,1072	0,2664	1,1072	0,2664	2029
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2029
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,1334	0,0037	0,1334	0,0037	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	1,1072	0,5328	1,1072	0,5328	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2029
Итого:	-	-	-	5,1795	6,0357	5,1795	6,0357	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,17	5,36113	0,17	5,36113	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,006	0,0664	0,006	0,0664	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,086	0,197	0,086	0,197	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,086	0,197	0,086	0,197	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,086	0,197	0,086	0,197	2029
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0242	0,2383	0,0242	0,2383	2029
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,04429	1,39675	0,04429	1,39675	2029
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,086	0,197	0,086	0,197	2029



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0101	0,3176	0,0101	0,3176	2029
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0725	0,7149	0,0725	0,7149	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,05958	1,87899	0,05958	1,87899	2029
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0806	2,5404	0,0806	2,5404	2029
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,11205	3,53357	0,11205	3,53357	2029
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,06042	1,90544	0,06042	1,90544	2029
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,02602	0,82042	0,02602	0,82042	2029
Площадка скважин	6701	-	-	0,25437	8,02193	0,25437	8,02193	2029
Итого:	-	-	-	1,31253	28,11503	1,31253	28,11503	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,49203	34,15073	6,49203	34,15073	2029
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,037	0,0009	0,037	0,0009	2029
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2029
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2029
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2029
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2029
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0543	0,0014	0,0543	0,0014	2029
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0543	0,0015	0,0543	0,0015	2029
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0543	1,003	0,0543	1,003	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,4095	0,0985	0,4095	0,0985	2029
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2029
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0493	0,0014	0,0493	0,0014	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,4095	0,1971	0,4095	0,1971	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2029
Итого:	-	-	-	1,9156	2,2318	1,9156	2,2318	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,04213	1,32857	0,04213	1,32857	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,0022	0,0245	0,0022	0,0245	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0318	0,0728	0,0318	0,0728	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0318	0,0728	0,0318	0,0728	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0318	0,0728	0,0318	0,0728	2029
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0092	0,0904	0,0092	0,0904	2029
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,01068	0,33688	0,01068	0,33688	2029
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0318	0,0728	0,0318	0,0728	2029



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0037	0,1174	0,0037	0,1174	2029
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0275	0,2712	0,0275	0,2712	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,01317	0,41548	0,01317	0,41548	2029
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0306	0,9636	0,0306	0,9636	2029
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,03383	1,06678	0,03383	1,06678	2029
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,01033	0,32565	0,01033	0,32565	2029
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00961	0,30319	0,00961	0,30319	2029
Площадка скважин	6701	-	-	0,094	2,96453	0,094	2,96453	2029
Итого:	-	-	-	0,43255	8,70078	0,43255	8,70078	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,34815	10,93258	2,34815	10,93258	2029
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0005	0,000012	0,0005	0,000012	2029
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2029
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2029
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2029
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2029
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2029
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2029
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0007	0,013098	0,0007	0,013098	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0053	0,001287	0,0053	0,001287	2029
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2029
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0006	0,000018	0,0006	0,000018	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0053	0,002574	0,0053	0,002574	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2029
Итого:	-	-	-	0,0248	0,029015	0,0248	0,029015	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00053	0,01672	0,00053	0,01672	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00003	0,0003	0,00003	0,0003	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0004	0,001	0,0004	0,001	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0004	0,001	0,0004	0,001	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0004	0,001	0,0004	0,001	2029
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00014	0,0044	0,00014	0,0044	2029
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0004	0,001	0,0004	0,001	2029
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00017	0,00543	0,00017	0,00543	2029



Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00044	0,01393	0,00044	0,01393	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00013	0,00425	0,00013	0,00425	2029
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00013	0,00396	0,00013	0,00396	2029
Площадка скважин	6701	-	-	0,00123	0,03872	0,00123	0,03872	2029
Итого:	-	-	-	0,00445	0,09321	0,00445	0,09321	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02925	0,122225	0,02925	0,122225	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0002	0,000004	0,0002	0,000004	2029
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2029
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2029
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2029
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2029
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2029
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2029
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0002	0,004117	0,0002	0,004117	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0017	0,000404	0,0017	0,000404	2029
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2029
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0017	0,000809	0,0017	0,000809	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2029
Итого:	-	-	-	0,00792	0,009074	0,00792	0,009074	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00017	0,00525	0,00017	0,00525	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00001	0,0001	0,00001	0,0001	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2029
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00004	0,00138	0,00004	0,00138	2029
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2029
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00005	0,00171	0,00005	0,00171	2029
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00014	0,00438	0,00014	0,00438	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00004	0,00134	0,00004	0,00134	2029
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	2029
Площадка скважин	6701	-	-	0,00039	0,01217	0,00039	0,01217	2029
Итого:	-	-	-	0,0013	0,02927	0,0013	0,02927	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00922	0,038344	0,00922	0,038344	2029
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0003	0,000007	0,0003	0,000007	2029
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2029
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2029
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2029
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2029
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2029
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0004	0,000013	0,0004	0,000013	2029
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0004	0,008233	0,0004	0,008233	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0034	0,000809	0,0034	0,000809	2029
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2029
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0034	0,001618	0,0034	0,001618	2029
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2029
Итого:	-	-	-	0,0159	0,018144	0,0159	0,018144	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00033	0,01051	0,00033	0,01051	2029
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00002	0,0002	0,00002	0,0002	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2029
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2029
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00009	0,00277	0,00009	0,00277	2029
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2029
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00003	0,001	0,00003	0,001	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00011	0,00341	0,00011	0,00341	2029
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00028	0,00876	0,00028	0,00876	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00008	0,00267	0,00008	0,00267	2029
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00008	0,00249	0,00008	0,00249	2029
Площадка скважин	6701	-	-	0,00077	0,02434	0,00077	0,02434	2029
Итого:	-	-	-	0,00299	0,05935	0,00299	0,05935	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01889	0,077494	0,01889	0,077494	2029
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0000002	0,000002	0,0000002	0,000002	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0000002	0,00000004	0,0000002	0,00000004	2029
Итого:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	2029
(1052) Метанол (Метиловый спирт)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00205	0,06468	0,00205	0,06468	2029
Итого:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	2029
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0019	0,0252	0,0019	0,0252	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0019	0,0004	0,0019	0,0004	2029
Итого:		-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	2029
(2750) Сольвент нефти								
Организованные источники								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2029
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2029
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,6667	9,4487	0,6667	9,4487	2029
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,6667	0,1619	0,6667	0,1619	2029
Итого:		-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	2029
(2974) Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2029
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2029
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2029
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2029
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,5628115	113,0032524	16,5628115	113,0032524	
из них:								
Итого по организованным источникам:		14,7953015	76,22338944	14,7953015	75,57519244	14,7953015	75,57519244	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2029
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01058	0,27634	0,01058	0,27634	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2029
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00172	0,0449	0,00172	0,0449	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2029
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00884	0,23028	0,00884	0,23028	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2029
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0015	0,03918	0,0015	0,03918	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2029
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000011	0,0000334	0,0000011	0,0000334	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								



Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,08824	2,30288	0,08824	2,30288	
(0410) Метан								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2029
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0022	0,05756	0,0022	0,05756	
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,76751	37,42806	1,76751	37,42806	

Таблица 1.8.1.4.5 - Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть на 2030 год (3 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		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2030
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2030
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2030
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2030
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0535	0,1971	0,0535	0,1971	2030
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0422	1,3103	0,0422	1,3103	2030
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0422	0,0219	0,0422	0,0219	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0168	0,5202	0,0168	0,5202	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0168	0,0091	0,0168	0,0091	2030
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,0248	0,7703	0,0248	0,7703	2030
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,0248	0,0134	0,0248	0,0134	2030
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0054	0,1694	0,0054	0,1694	2030
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,9333	13,2282	0,9333	13,2282	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,9333	0,2267	0,9333	0,2267	2030
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2030
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,053	1,6442	0,053	1,6442	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,053	0,0275	0,053	0,0275	2030
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0017	0,0275	0,0017	0,0275	2030
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2030
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2030
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0015	0,0241	0,0015	0,0241	2030
Котельная	0604	-	-	0,0037	0,0584	0,0037	0,0584	2030
Итого:		-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,3608	20,6958	2,3608	20,6958	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2030
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2030
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2030
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2030
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,0087	0,032	0,0087	0,032	2030
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0069	0,2129	0,0069	0,2129	2030
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0069	0,0036	0,0069	0,0036	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0845	0,0027	0,0845	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2030
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,004	0,1252	0,004	0,1252	2030
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,004	0,0022	0,004	0,0022	2030
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0009	0,0275	0,0009	0,0275	2030
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,1517	2,1496	0,1517	2,1496	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,1517	0,0368	0,1517	0,0368	2030
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2030
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0086	0,2672	0,0086	0,2672	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0086	0,0045	0,0086	0,0045	2030
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,0003	0,0045	0,0003	0,0045	2030
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2030
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2030
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0002	0,0039	0,0002	0,0039	2030
Котельная	0604	-	-	0,0006	0,0095	0,0006	0,0095	2030
Итого:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3833	3,3632	0,3833	3,3632	2030
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0065	0,0945	0,0065	0,0945	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0065	0,0016	0,0065	0,0016	2030
Итого:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,013	0,0961	0,013	0,0961	2030



(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2030
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2030
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2030
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2030
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,0054	0,1668	0,0054	0,1668	2030
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,0054	0,0028	0,0054	0,0028	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,0027	0,0834	0,0027	0,0834	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2030
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,002	0,0618	0,002	0,0618	2030
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,002	0,0011	0,002	0,0011	2030
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0005	0,0165	0,0005	0,0165	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0048	0,1483	0,0048	0,1483	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0048	0,0025	0,0048	0,0025	2030
Итого:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0423	0,6734	0,0423	0,6734	2030
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	2030
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2030
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2030
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0001	0,0021	0,0001	0,0021	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0009	0,000221	0,0009	0,000221	2030
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2030
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0009	0,000441	0,0009	0,000441	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,0009	0,000033	0,0009	0,000033	2030
Итого:	-	-	-	0,0041	0,002839	0,0041	0,002839	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0041	0,002839	0,0041	0,002839	2030
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)								



Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,107	0,0092	0,107	0,0092	2030
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Установка нагрева воды УНВ-1	0205	-	-	0,1864	0,6865	0,1864	0,6865	2030
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2030
Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2030
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2030
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	1,1778	16,6297	1,1778	16,6297	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	1,1778	0,2849	1,1778	0,2849	2030
Котел отопит. КСГ-50 №1	0308	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2030
Котел отопит. КСГ-50 №2	0309	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2030
Котел отопительный газовый Ягуар	0405	-	-	0,006	0,0957	0,006	0,0957	2030
Котел бытовой КСГ-50	0601	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2030
Котел бытовой КСГ-50	0602	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2030
Котел бытовой КСГ-50	0603	-	-	0,0053	0,0841	0,0053	0,0841	2030
Котельная	0604	-	-	0,0127	0,2033	0,0127	0,2033	2030
Итого:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	3,0375	24,0766	3,0375	24,0766	2030
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63 №1	0001	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ПП-0,63 №2	0002	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Печь ПП-0,63 №1	0201	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ПП-0,63 №2	0202	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0203	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ВГУ-60 №3 (нагрев воды)	0204	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Печь ПНЭ-2,7 №5	0206	-	-	0,046	1,4266	0,046	1,4266	2030



Печь ПНЭ-2,7 №6	0207	-	-	0,046	0,0238	0,046	0,0238	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0301	-	-	0,023	0,7132	0,023	0,7132	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0302	-	-	0,023	0,0124	0,023	0,0124	2030
Печь ПП-0,63 №3	0303	-	-	0,017	0,5283	0,017	0,5283	2030
Печь ПП-0,63 №4	0304	-	-	0,017	0,0092	0,017	0,0092	2030
Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0305	-	-	0,0045	0,1408	0,0045	0,1408	2030
Печь ПТ-16/150 №1	0401	-	-	0,0409	1,268	0,0409	1,268	2030
Печь ПТ-16/150 №2	0402	-	-	0,0409	0,0212	0,0409	0,0212	2030
Итого:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,3603	5,756	0,3603	5,756	2030
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,1	0,0024	0,1	0,0024	2030
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2030
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2030
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2030
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0193	0,6077	0,0193	0,6077	2030
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,1467	0,0037	0,1467	0,0037	2030
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,1467	0,0041	0,1467	0,0041	2030
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,1467	2,5356	0,1467	2,5356	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	1,1072	0,2664	1,1072	0,2664	2030
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2030
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,1334	0,0037	0,1334	0,0037	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	1,1072	0,5328	1,1072	0,5328	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	1,1072	0,04	1,1072	0,04	2030
Итого:	-	-	-	5,1795	5,8595	5,1795	5,8595	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,17	5,36113	0,17	5,36113	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,006	0,0664	0,006	0,0664	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,086	0,1849	0,086	0,1849	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,086	0,1849	0,086	0,1849	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,086	0,1849	0,086	0,1849	2030
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0242	0,2383	0,0242	0,2383	2030
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,04429	1,39675	0,04429	1,39675	2030
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,086	0,1849	0,086	0,1849	2030



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0101	0,3176	0,0101	0,3176	2030
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0725	0,7149	0,0725	0,7149	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,05958	1,87899	0,05958	1,87899	2030
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0806	2,5404	0,0806	2,5404	2030
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,11205	3,53357	0,11205	3,53357	2030
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0242	0,2656	0,0242	0,2656	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,06042	1,90544	0,06042	1,90544	2030
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,02602	0,82042	0,02602	0,82042	2030
Площадка скважин	6701	-	-	0,25437	8,02193	0,25437	8,02193	2030
Итого:	-	-	-	1,31253	28,06663	1,31253	28,06663	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,49203	33,92613	6,49203	33,92613	2030
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,037	0,0009	0,037	0,0009	2030
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2030
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2030
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2030
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0071	0,2246	0,0071	0,2246	2030
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0543	0,0014	0,0543	0,0014	2030
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0543	0,0015	0,0543	0,0015	2030
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0543	0,9378	0,0543	0,9378	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,4095	0,0985	0,4095	0,0985	2030
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2030
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0493	0,0014	0,0493	0,0014	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,4095	0,1971	0,4095	0,1971	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-100 м3	0404	-	-	0,4095	0,0148	0,4095	0,0148	2030
Итого:	-	-	-	1,9156	2,1666	1,9156	2,1666	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,04213	1,32857	0,04213	1,32857	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6102	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,0022	0,0245	0,0022	0,0245	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0318	0,0683	0,0318	0,0683	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0318	0,0683	0,0318	0,0683	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0318	0,0683	0,0318	0,0683	2030
Площадка нефтяных насосов на УПСВ	6204	-	-	0,0092	0,0904	0,0092	0,0904	2030
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,01068	0,33688	0,01068	0,33688	2030
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0318	0,0683	0,0318	0,0683	2030



Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,0037	0,1174	0,0037	0,1174	2030
Площадка нефтяных насосов на УПН	6303	-	-	0,0275	0,2712	0,0275	0,2712	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,01317	0,41548	0,01317	0,41548	2030
Площадка Насосов ПСН	6401	-	-	0,0306	0,9636	0,0306	0,9636	2030
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,03383	1,06678	0,03383	1,06678	2030
Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа	6501	-	-	0,0092	0,1007	0,0092	0,1007	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,01033	0,32565	0,01033	0,32565	2030
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00961	0,30319	0,00961	0,30319	2030
Площадка скважин	6701	-	-	0,094	2,96453	0,094	2,96453	2030
Итого:	-	-	-	0,43255	8,68278	0,43255	8,68278	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,34815	10,84938	2,34815	10,84938	2030
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0005	0,000012	0,0005	0,000012	2030
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2030
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2030
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2030
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2030
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2030
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0007	0,00002	0,0007	0,00002	2030
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0007	0,012248	0,0007	0,012248	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0053	0,001287	0,0053	0,001287	2030
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2030
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0006	0,000018	0,0006	0,000018	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0053	0,002574	0,0053	0,002574	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0053	0,000193	0,0053	0,000193	2030
Итого:	-	-	-	0,0248	0,028165	0,0248	0,028165	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00053	0,01672	0,00053	0,01672	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00003	0,0003	0,00003	0,0003	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2030
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00014	0,0044	0,00014	0,0044	2030
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2030
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00017	0,00543	0,00017	0,00543	2030



Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00044	0,01393	0,00044	0,01393	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00013	0,00425	0,00013	0,00425	2030
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00013	0,00396	0,00013	0,00396	2030
Площадка скважин	6701	-	-	0,00123	0,03872	0,00123	0,03872	2030
Итого:	-	-	-	0,00445	0,09281	0,00445	0,09281	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02925	0,120975	0,02925	0,120975	2030
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0002	0,000004	0,0002	0,000004	2030
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2030
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2030
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2030
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2030
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2030
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2030
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0002	0,003849	0,0002	0,003849	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0017	0,000404	0,0017	0,000404	2030
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2030
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0017	0,000809	0,0017	0,000809	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0017	0,000061	0,0017	0,000061	2030
Итого:	-	-	-	0,00792	0,008806	0,00792	0,008806	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00017	0,00525	0,00017	0,00525	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00001	0,0001	0,00001	0,0001	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2030
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00004	0,00138	0,00004	0,00138	2030
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	2030
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00005	0,00171	0,00005	0,00171	2030
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00014	0,00438	0,00014	0,00438	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00004	0,00134	0,00004	0,00134	2030
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	2030
Площадка скважин	6701	-	-	0,00039	0,01217	0,00039	0,01217	2030
Итого:	-	-	-	0,0013	0,02927	0,0013	0,02927	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00922	0,038076	0,00922	0,038076	2030
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Буферная емкость	0004	-	-	0,0003	0,000007	0,0003	0,000007	2030
Блок АГЗУ А-1	0101	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2030
Блок АГЗУ А-2	0102	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2030
Блок АГЗУ А-3	0103	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2030
Блок АГЗУ А-4	0104	-	-	0,0001	0,0018	0,0001	0,0018	2030
Отстойник нефти 80 м3	0208	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2030
Накопительная емкость 60 м3	0209	-	-	0,0004	0,000013	0,0004	0,000013	2030
Емкость для нефти РВС-3000 м3	0210	-	-	0,0004	0,007699	0,0004	0,007699	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0310	-	-	0,0034	0,000809	0,0034	0,000809	2030
Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м3	0311	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2030
Отстойник нефти ОГ 80 м3	0312	-	-	0,0004	0,000011	0,0004	0,000011	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0403	-	-	0,0034	0,001618	0,0034	0,001618	2030
Резервуар для хранения нефти РВС-1000 м3	0404	-	-	0,0034	0,000121	0,0034	0,000121	2030
Итого:	-	-	-	0,0159	0,01761	0,0159	0,01761	
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования АГЗУ	6101	-	-	0,00033	0,01051	0,00033	0,01051	2030
Площадка насосов на АГЗУ	6103	-	-	0,00002	0,0002	0,00002	0,0002	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-1	6201	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-2	6202	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2030
Площадка стояка налива нефти Ст-3	6203	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2030
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00009	0,00277	0,00009	0,00277	2030
Стояк налива нефти	6301	-	-	0,0003	0,0006	0,0003	0,0006	2030
Площадка насоса нефти на УПН	6302	-	-	0,00003	0,001	0,00003	0,001	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00011	0,00341	0,00011	0,00341	2030
Площадка оборудования ПСН	6402	-	-	0,00028	0,00876	0,00028	0,00876	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00008	0,00267	0,00008	0,00267	2030
Площадка оборудования на Базе Каратурун	6601	-	-	0,00008	0,00249	0,00008	0,00249	2030
Площадка скважин	6701	-	-	0,00077	0,02434	0,00077	0,02434	2030
Итого:	-	-	-	0,00299	0,05935	0,00299	0,05935	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01889	0,07696	0,01889	0,07696	2030
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0000002	0,000002	0,0000002	0,000002	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0000002	0,00000004	0,0000002	0,00000004	2030
Итого:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000004	0,00000204	0,0000004	0,00000204	2030
(1052) Метанол (Метиловый спирт)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00308	0,09703	0,00308	0,09703	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00205	0,06468	0,00205	0,06468	2030
Итого:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00821	0,25874	0,00821	0,25874	2030
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,0019	0,0252	0,0019	0,0252	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,0019	0,0004	0,0019	0,0004	2030
Итого:		-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0038	0,0256	0,0038	0,0256	2030
(2750) Сольвент нефти								
Организованные источники								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2030
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2030
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
ГПЭС-1000 №1	0306	-	-	0,6667	9,4487	0,6667	9,4487	2030
ГПЭС-1000 №2	0307	-	-	0,6667	0,1619	0,6667	0,1619	2030
Итого:		-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,3334	9,6106	1,3334	9,6106	2030
(2974) Пыль связующего СФП-О11Л (фенолформальдегидная смола новолачного типа)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка оборудования УПСВ	6205	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2030
Площадка оборудования УПН	6304	-	-	0,00103	0,03234	0,00103	0,03234	2030
Оборудование на площадке сепарации нефти и газа	6502	-	-	0,00068	0,02156	0,00068	0,02156	2030
Итого:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00274	0,08624	0,00274	0,08624	2030
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,5628115	112,69325544	16,5628115	112,69325544	
из них:								
Итого по организованным источникам:		14,7953015	76,22338944	14,7953015	75,33199544	14,7953015	75,33199544	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00529	0,13817	0,00529	0,13817	2030
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,01058	0,27634	0,01058	0,27634	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00086	0,02245	0,00086	0,02245	2030
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00172	0,0449	0,00172	0,0449	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00442	0,11514	0,00442	0,11514	2030
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00884	0,23028	0,00884	0,23028	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00075	0,01959	0,00075	0,01959	2030
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0015	0,03918	0,0015	0,03918	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,00000055	0,0000167	0,00000055	0,0000167	2030
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000011	0,0000334	0,0000011	0,0000334	
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)								



Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,04412	1,15144	0,04412	1,15144	2030
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,08824	2,30288	0,08824	2,30288	
(0410) Метан								
Факельная установка ФС-1	0003	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2030
Факельная установка ФС-2	0211	-	-	0,0011	0,02878	0,0011	0,02878	2030
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0022	0,05756	0,0022	0,05756	
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,76751	37,36126	1,76751	37,36126	

1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Каратурун Морской основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах.

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 Каратурун Морской при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.13.1 раздела ООС), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Каратурун Морской 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 статьям 182 и 186 «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.

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. Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в лабораторных условиях, имеющей аттестацию и 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 Каратурун Морской проводятся в соответствии «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть» на 2023-2026 гг.».

Мониторинговые исследования включают в себя мониторинг эмиссий промышленных площадок и мониторинг воздействия на границе санитарно-защитной зоны.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится в 12 точках на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Каратурун Морской. Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Для оценки качества атмосферного воздуха производится отбор проб с определением содержания следующих загрязняющих веществ: диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, углеводороды предельные C_1-C_5 , углеводороды предельные C_6-C_{10} , углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$.

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

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) для населенных мест.

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. Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух (наблюдения на источниках выбросов) выполняются в целях контроля соблюдения установленных для них нормативов допустимых выбросов (НДВ) и разрешенных лимитов выбросов. Нормативы НДВ для каждого источника установлены в проекте нормативов НДВ для Каратурун Морской ТОО «Бузачи нефть».

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 Каратурун Морской рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программы 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

Водопотребление

Для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Каратурун Морской используется привозная вода на договорной основе с АО «Мангистаумунайгаз» (Кияктинский водозабор). Для обеспечения производственных нужд на месторождении Каратурун Морской используется пресная вода из системы водоснабжения магистрального трубопровода «Астрахань - Мангышлак», (волжская вода) по водоводу Сай-Утес-Бузачи (265 км). Для питьевых нужд на месторождении Каратурун Морской используется бутилированная питьевая вода, которая поставляется согласно договору на платной основе. Бутилированная питьевая вода относится к пищевым продуктам в соответствии с 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 Республики Казахстан от 9 июня 2008 года №551. Безопасность и качество поставляемой питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком. Питьевое водоснабжение осуществляется за счет доставки специализированным автотранспортом из месторождения Каламкас (30 км) и бутилированной водой. Для хозяйственно-бытовых и технических целей, а также для приготовления пищи вода, на договорной основе по Договору питьевой воды из системы водоснабжения питьевая вода (Кияхты) АО «Мангистаумунайгаз» доставляется водовозом. Вода на месторождении хранится в емкостях.

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

Степень обеспеченности подачи Поставщиком питьевой воды Покупателю относится к 3 категории, согласно СНИП 4.01-02-2009 и по качеству санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, 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.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые стоки, образующиеся в результате жизнедеятельности рабочего персонала, собираются в специальный септик, выполненный в гидроизоляционном исполнении, для предотвращения проникновения его содержимого в почву. По мере

накопления содержимое септика вывозится ассенизационной машиной на близлежащие очистные сооружения согласно договору.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования, а также стоки, образующиеся после мытья и ремонта оборудования и трубопроводов, собираются в металлическую емкость. По мере накопления содержимое емкости вывозится согласно договору.

На месторождении Каратурун Морской сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности не осуществляется. В связи с отсутствием накопителей сточных вод и своевременным вывозом, на территории ТОО «Бузачи Нефть» мониторинг сточных вод не предусматривается.

Согласно «Проекта НДС загрязняющих веществ в пластовых и производственных сточных водах, закачиваемых в нагнетательную скважину Э-3, расположенную на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ18VCZ03302432 от 04.08.2023 года. Разрешение на специальное водопользование № KZ27VTE00193706 от 31.08.2023 г. Серия Кас. море. Срок действия разрешения до 31.12.2026 года.) источниками образования сточных вод являются:

- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Морской;
- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Восточный;
- загрязненная техническая волжская вода после подготовки (очистки и обессоливания) добываемой сырой нефти, которая становится производственными сточными водами. Подача Волжской технической воды осуществляется в соответствии с договором ТОО «Магистральный водовод». Свежая техническая вода используется для обессоливания нефти (путём смешения пресной воды с сырой нефтью).

Система подготовки пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод перед закачкой через нагнетательную скважину Э-3:

Волжская вода из магистрального водовода поступает на УПН на месторождении Каратурун Морской. На УПН пресная волжская вода смешивается с нефтью для обессоливания, в результате чего пресная вода загрязняется, насыщаясь взвешенными веществами и солями из нефти. Сырая нефть становится обессоленной, а волжская вода становится производственными сточными водами с содержанием солей и взвешенных веществ. Таким образом, образуется сточная вода, состоящая из трех источников: попутно

добытая вода с месторождения Каратурун Морской, попутно добытая вода с месторождения Каратурун Восточный и загрязненная солями и взвешенными веществами волжская вода. Производственные сточные воды с ПСН поступают в РВС, где происходит отстаивание смеси производственных сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3.

Отделившееся в отстойниках небольшое количество нефти поступает в дренажную емкость, оттуда откачивается насосом НВЕ-50/50 в нефтепровод на ПСН. Отстоянная смесь пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод насосами (ГНК5А-250-1000 – 2 ед.) закачивается через нагнетательную скважину Э-3 по выпуску №1 Ø 323,9 мм.

Объект сброса промышленных сточных вод расположен на территории Мангистауской области в северо-западной части полуострова Бузачи, в 30 км к восток – северо – востоку от месторождения Каламкас, в районе месторождений Каратурун Морской и Каратурун Восточный, и с севера ограничен заливом Мертвый Култук (ранее залив Комсомолец). Площадка скважины Э-3 для сброса промышленных сточных вод расположена на расстоянии в 2200 метров от Каспийского моря, от месторождения Каратурун Морской в 3700 метров и от месторождения Каратурун Восточный в 12393 метров.

В соответствии с Протоколом №2261-20-А заседания ГК по экспертизе недр от 29.12.2020 года на сброс сточных вод на Контрактной территории ТОО «Бузачи нефть» разрешается закачка сточных вод до 2038 года в объеме 4634,1 тыс.м³.

Для сброса производственных (технологических) сточных вод на контрактной территории, по степени изоляции, определены и приняты два горизонта Ю-II и Ю-V, которые располагаются в следующих интервалах каротажных глубин: Ю-II - в интервале 986,3-991 м и 1001,4 -1004,2 м и Ю-V -1069,8-1072,2 м, 1080,5 -1086 м, 1086,7-1087,5 м. Нефтяные залежи на участке Каратурун Морской приурочены к юрским горизонтам, то сточные воды имеют состав и свойства, близко к пластовым попутно добытым водам.

Согласно ЭК РК статье 216 пункт 5 Сброс сточных вод в недра запрещается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необводненные подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не могут быть использованы для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства. Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным

органом в области охраны окружающей среды. Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией.

Запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, неочищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Предварительное расчетное потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Каратурун Морской 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;
- количество работающего персонала на одной вахте – 165 человек согласно данным Заказчика.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения Каратурун Морской на период разработки представлены в таблице 1.8.2.1.1.

Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Кол-во, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хоз-бытовые нужды	1 житель	165	0,12	19,8	7227,0	19,8	7227,0
Столовая	12 условных блюд в сутки	165	0,012	23,76	8672,4	23,76	8672,4
Прачечная	1 кг сухого белья	165	0,04	6,6	2409,0	6,6	2409,0
Итого:				50,16	18308,4	50,16	18308,4
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	2,508	915,42	2,508	915,42
Всего:				52,668	19223,82	52,668	19223,82

В рамках «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» предполагается строительство скважин.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным

проектом «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Каратурун Морской проектной глубиной 1200 метров» и ОВОС к нему (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Мангистауской области № KZ64VCZ00459116 от 27.09.2019 года), и составят **807,3 м³**, из них: питьевые нужды - 37,8 м³, на хозяйственно-бытовые нужды – 205,6 м³, на котельную установку - 114,6 м³ и на технические нужды – 449,3 м³.

Таблица 1.8.2.1.2 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Каратурун Морской

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**	Водопотребление, м ³ *	Водоотведение, м ³ *
	Добывающие		
1 вариант разработки			
2026	-	-	-
2027	-	-	-
2028	-	-	-
2029	-	-	-
2 вариант разработки			
2026	4	3229,2	3229,2
2027	4	3229,2	3229,2
2028	-	-	-
2029	-	-	-
3 вариант разработки - рекомендуемый			
2026	4	3229,2	3229,2
2027	6	4843,8	4843,8
2028	-	-	-
2029	-	-	-

Примечание: * - Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Групповым техническим проектом на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Каратурун Морской проектной глубиной 1200 метров» и ОВОС к нему (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Мангистауской области № KZ64VCZ00459116 от 27.09.2019 года); ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.2, 1.5.3.4, 1.5.3.6)

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Согласно «Проекту НДС загрязняющих веществ в пластовых и производственных сточных водах, закачиваемых в нагнетательную скважину Э-3, расположенную на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ18VCZ03302432 от 04.08.2023 года) в таблице 2.1.1 представлен объем сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3 на 2023-2026 гг.

Таблица 1.8.2.1.3 - Объем сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3 на 2023-2026 гг.

Наименование объекта	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
Пластовая попутно - добытая вода, м ³	349400	386900	419300	463300
Производственные сточные воды, м ³	4600	3800	3300	2700
Всего:	354000	390700	422600	466000

Нормативы допустимого сброса (НДС) загрязняющих веществ, закачиваемых с пластовой попутно-добытой водой и производственными сточными водами в недра по предприятию представлены в таблице 1.8.2.1.4.

Таблица 1.8.2.1.4 – Нормативы сбросов загрязняющих веществ для ТОО «Бузачи Нефть» на 2023-2026 гг.

№ Выпуска	Наименование показателей	Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу									
		на 2023 г.					на 2024 г.				
		расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	сброс		расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	сброс	
		м ³ /ч	тыс. м ³ /год		г/ч	т/год	м ³ /ч	тыс. м ³ /год		г/ч	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выпуск №1	Взвешенные вещества	42,5	354	111,5	4738,75	39,471	46,95	390,7	50	2347,5	19,535
	Нефтепродукты			108,88	4627,4	38,543			50	2347,5	19,535
	Хлориды			103875,3	4414700,3	36771,856			103875,3	4876945,3	40584,08
	Железо, общее			65,9	2800,75	23,329			65,9	3094,005	25,747
	Аммоний солевой			54,81	2329,425	19,403			54,81	2573,33	21,414
	Нитриты			0,66	28,05	0,234			0,66	30,987	0,258
	Нитраты			2,45	104,125	0,867			2,45	115,028	0,957
	АПАВ			0,1	4,25	0,035			0,1	4,695	0,039
	Итого:				4429333	36893,738				4887458,38	40671,565

Продолжение таблица 1.8.2.1.4

Наименование показателей	Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу										Год достижения НДС
	на 2025 г.					на 2026 г.					
	расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм³	сброс		расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм³	сброс		
	м³/ч	тыс. м³/год		г/ч	т/год	м³/ч	тыс. м³/год		г/ч	т/год	
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Взвешенные вещества	50,78	422,6	50	2539	21,13	56,0	466,0	50	2800	23,3	2024 г.
Нефтепродукты			50	2539	21,13			50	2800	23,3	
Хлориды			103875,3	5274787,734	43897,702			103875,3	5817016,8	48405,890	
Железо, общее			65,9	3346,402	27,849			65,9	3690,4	30,709	
Аммоний солевой			54,81	2783,252	23,163			54,81	3069,36	25,541	
Нитриты			0,66	33,515	0,279			0,66	36,960	0,308	
Нитраты			2,45	124,411	1,035			2,45	137,200	1,142	
АПАВ			0,1	5,078	0,042			0,1	5,600	0,047	
Итого:					5286158,392			43992,33			



1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод

Поверхностные воды

Практически все основные процессы обмена энергией и веществами происходят на поверхности раздела вода - воздух, вода – речное (морское) дно, а также при взаимодействии воды с взвешенными веществами и организмами. Сложность и изменчивость процесса переноса, происходящих вблизи поверхности раздела водоем - воздушная среда, тесно связаны с параметрами самой водной поверхности. Структура воды весьма чувствительна к воздействию внешних полей, в том числе к воздействию поля поверхностных сил.

Поступающие в водоемы загрязняющие вещества вносят значительные изменения в установившийся режим и нарушают равновесное состояние водных экологических систем, несмотря на способность водоемов к самоочищению, основным фактором которого является биохимический распад органических веществ под действием микроорганизмов.

Самоочищающая способность водного объекта зависит от запаса растворенного кислорода, а также от химического состава воды, ее температуры, массы взвешенных веществ, донного осадка и других факторов. Если стоки по своей мощности относительно невелики, а секундный расход воды в реке достаточен, процесс самоочищения заканчивается в пределах 20-40 км и даже меньше от места загрязнения. Однако некоторые медленно окисляющиеся вещества могут переноситься водой на большие расстояния. В суровых климатических условиях значительно увеличивается время, необходимое для самоочищения речных вод, поэтому влияние стоков на качественные показатели воды прослеживаются на расстояниях 120-140 км вниз по течению. Следовательно, водный объект выполняет роль очистного сооружения. Необходимо учитывать также, что в результате процессов превращения загрязняющих веществ, протекающих под воздействием природных факторов, могут образовываться вторичные продукты распада загрязнений, оказывающие отрицательное влияние на качество воды.

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия разработки месторождения Каратурун Морской на поверхностные воды можно отнести:

- сброс, разливы и попадание в водную среду производственных, хозяйственно-бытовых сточных вод, нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов;
- захламление берега водного объекта твердыми отходами производства и потребления;

- попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу и подземные воды.

При реализации проектных решений при разработке месторождения Каратурун Морской сброс сточных вод в водные объекты не предусматривается и на месторождении организована система управления отходами производства и потребления исключая захламление берегов.

Расстояние от проектируемых скважин, находящихся в районе мелководной прибрежной части Каспийского моря, до береговой линии Каспийского моря составляет от 3242 м до 3711 м. Расстояние от ближайших действующих добывающих скважин 102 и КМ-1 до береговой линии Каспийского моря составляет 3602 и 3692 метров соответственно.

Учитывая, что проектные добывающие скважины на месторождении Каратурун Морской будут находиться рядом с районом водоохранной зоны Каспийского моря, в дальнейшем, в рамках выполнения Технических проектов на строительство проектных скважин будет предусмотрено сооружение насыпных дамб для прокладки дорог (подъездных путей) и площадок под скважины (заключение РГП «Госэкспертиза» по рабочему проекту «Строительство дорог (подъездных путей) и площадок под скважины месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» №15-0155/20 от 21.07.2020 г. (положительное).

Рабочим проектом предусмотрена вертикальная планировка территории площадок скважин. Площадки выполнены в насыпи с уплотнением до коэффициента 0,95. Отсыпка площадок запроектирована в уровне примыкающих автодорог с оптимальной высотой насыпи по бровке 2,0-3,0 м местами доходить до 4,0 м. Заложение откосов принято 1:1,5.

Вертикальная планировка выполнена в увязке с проектируемыми сооружениями, автомобильными дорогами. Система вертикальной планировки принята выборочная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод. Способ водоотвода поверхностных вод по площадкам принят открытый. Покрытие площадок предусмотрено из песчано-гравийной смеси толщиной 0,2 м. Укрепление откосов выполнено из известняка фракции толщиной до 0,2 м. Характеристика специальных сооружений для защиты проектируемых скважин от сгонно-нагонных колебаний уровня моря и сопутствующих работ предусматривается в рамках проекта по строительству дорог и площадок.

Все запланированные объемы работ по строительству сооружений будут выполнены в сроки, в соответствии с проектом на строительство сооружений, согласно действующим нормативам РК.

Также, в рамках выполнения Технических проектов на строительство проектных скважин будут получены согласования данных проектов с уполномоченным органом по охране водных ресурсов и предусмотрены мероприятия по охране поверхностных вод, в том числе:

- применение безамбарного метода бурения скважин, то есть осуществление сбора отходов бурения и производственных (буровых) сточных вод в специальные контейнеры с последующим вывозом;
- оборудование устья скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопрооявления на устье и их излив на дневную поверхность;
- доставка ГСМ на буровую спецавтотранспортом и хранение в специальных расходных емкостях;
- подача топлива из расходных ёмкостей к дизельным двигателям по герметичным топливопроводам;
- хранение химреагентов в металлическом контейнере в герметичной таре;
- допускается временное хранение химреагентов в герметичной металлической, или пластмассовой таре на гидроизолированной площадке, оборудованной тентом, или иной защитой от атмосферных осадков;
- устройство навеса, укрытия с четырёх сторон и гидроизолирующего покрытия пола на площадке работы с химреагентами (для исключения пыления, размокания и растекания);
- обеспечение строгого контроля за герметичностью всех желобных трубных соединений в целях исключения разливов бурового раствора.

На основании вышеизложенного, при соблюдении природоохранных мероприятий влияние проектируемых работ на поверхностные воды 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) – 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 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.

Подземные воды

Потенциальными источниками загрязнения подземных вод на нефтяных и газовых месторождениях могут быть неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды, промывочные жидкости, содержащие углеводородные соединения.

Техногенное воздействие сточных вод, как правило, сильно минерализованных, приводит к увеличению минерализации и общей жесткости подземных вод, проявляющейся в возрастании концентрации хлоридов, сульфатов, кальция, натрия и магния.

Также загрязнение подземных вод может происходить в результате фильтрационных утечек нефтепродуктов и химических реагентов из емкостей и другого оборудования, фильтрационных утечек углеводородов из отходов, хранящихся на объектах складирования, не отвечающих экологическим требованиям.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения герметичности сальников.

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух.

Поступление в подземные воды органических веществ со сточными водами, образующихся в процессе работ и от систем жизнедеятельности промысла, способствует интенсификации биохимических процессов, росту общей массы микроорганизмов, изменению состава и качества подземных вод, а также окислительно-восстановительных условий.

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.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Предполагаемыми источниками негативного воздействия на подземные воды (как непосредственного загрязнения, так и загрязнение почв с последующей инфильтрацией стоков с атмосферными осадками до уровня подземных вод) являются:

- скважины, нарушающие целостность геологической среды и как следствие:
 - ✓ поступление нефти и минерализованных вод в подземные водоносные горизонты через плохо изолированные буровые скважины по затрубному пространству;
 - ✓ аварийных разливов во время испытания скважин, в результате разлива топлива и отработанных масел.
- оборудование, принимающее участие при строительстве и испытании скважин (строительная техника и транспорт, складские помещения, химические реагенты, используемые для приготовления бурового раствора, сточные воды, образующиеся при бурении и функционировании хозяйственных блоков, отработанный буровой раствор, ГСМ и т.д.) в следствие:
 - ✓ неправильного хранения химических реагентов и т.д.
 - ✓ аварийного разлива нефти на поверхности земли;

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 будут предусмотрены специальные металлические контейнеры и бочки для сбора промышленных отходов и ТБО, а

также и емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод на участке не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

В связи с тем, что реализация проектных решений по разработке месторождения, предполагается бурение новых скважин, в рабочем проекте на строительство скважин должны быть приняты технические решения, которые гарантируют безопасное проведение всех необходимых нефтяных операций и исключают возможность проникновения по затрубному пространству скважины нефтяных и газоконденсатных флюидов и загрязнения вышележащих горизонтов.

Все скважины оборудуются специальными устройствами и цементируются до устья, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях выработок. Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения должны быть подобраны, исходя из горно-геологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе по замкнутому циклу. Площадка под агрегатно-вышечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специально-обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения разлива площадка под агрегатно-вышечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом, уклоном в сторону специальной емкости. Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность, устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой.

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, разработки месторождения Каратурун Морской при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый на рассматриваемой территории, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние эксплуатации месторождения на подземные воды 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на подземные воды на месторождении Каратурун Морской присваивается средняя (9-27) – изменения превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

При организации системы мониторинга одной из важных задач ТОО «Бузачи Нефть», является оценка состояния прибрежной зоны Каспийского моря, для решения которой необходима организация наблюдений за состоянием поверхностных вод и донных отложений. Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Производственный мониторинг поверхностных вод и донных отложений должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»».

В настоящее время на территории месторождения Каратурун Морской ведется мониторинг поверхностных вод и донных отложений. Отбор проб морской воды проводится в 2-х точках отбора (М-1 – М-2). Для оценки загрязнения донных отложений в прибрежной полосе месторождения Каратурун Морской отбор проб проводится в 2-х точках отбора (Д-1 – Д-2).

Контролируемые параметры в пробах донных отложений:

- концентрация ионов водорода (рН), сухой остаток;
- азот аммонийный, нитраты, нитриты, фториды;
- СПАВ, ХПК, БПК₅;
- нефтепродукты (сумма), фенолы;
- железо (Fe).

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

В пробах поверхностных (морских) вод в рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- водородный показатель (рН), сухой остаток;
- азот аммонийный, нитраты, нитриты, фтор;
- СПАВ, ХПК, БПК₅;
- нефтепродукты;
- фенолы;
- железо (Fe).

Химические анализы проб поверхностных вод и донных отложений должны проводиться в аккредитованных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам.

По результатам анализов производится нормирование качества морских 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.

В рамках проведения мониторинга поверхностных вод и донных отложений в районе месторождения Каратурун Морской рекомендуется продолжить исследование состояния поверхностных вод и донных отложений в существующем режиме.

В настоящее время, проводимые исследования поверхностных вод и донных отложений, в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают

все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе поверхностных вод и донных отложений.

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 разработки месторождения Каратурун Морской на подземные воды предлагается проводить мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод первых от поверхности водоносных горизонтов, принимающих на себя основную нагрузку при эксплуатации объектов месторождений. Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения мониторинговых скважин. Координаты новых, предлагаемых к бурению наблюдательных скважин, должны быть уточнены при проведении работ.

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 нефтяных и газовых месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, сухой остаток (минерализация);

- азот аммонийный, нитраты, нитриты;
- нефтепродукты;
- фенолы;
- СПАВ, ХПК;
- тяжелые металлы (медь, свинец, никель, цинк, железо общее).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в аккредитованных 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. В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия осуществляются согласно утвержденной «Программе производственного экологического контроля.....».

Объектом контроля состояния подземных вод на месторождении Каратурун Морской являются наблюдательные гидрогеологические скважины КМ-1, КМ-3, КМ-4, КМ-5, а также контролируется состояние грунтовой воды на точках Т1, Т2, Т3, Т4.

Химический состав подземной воды контролируется по следующим параметрам: рН, сухой остаток (минерализация), сульфаты, хлориды, гидрокарбонаты, натрий+калий, магний, кальций, нефтепродукты (сумма), фенолы, СПАВ, нитраты, нитриты, ХПК, железо общее, медь, никель, свинец, цинк, аммиак, суммарная α - и β -активность. Частота отбора проб подземных и грунтовых вод - 1 раз в квартал.

В рамках проведения мониторинга подземных вод рекомендуется продолжить исследование состояния подземных вод в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования подземных вод охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе вод.

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Впервые запасы Каратурунской группы поднятий, включающей месторождения Каратурун Морской, Каратурун Восточный и Каратурун Южный утверждены ГКЗ СССР 29.11.79 г. (Протокол №8401).

По состоянию на 1 июля 1989 г. ПГО «Гурьевнефтегазгеология», КазНИГРИ, был составлен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений» (Протокол ГКЗ СССР № 10811 от 16 марта 1990 г.).

В результате обобщения и комплексного анализа существующего объема геолого-геофизических, и промысловых данных, включающих материалы переинтерпретации сейсморазведочных работ 2Д, бурения 25 новых скважин, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, лабораторных исследований керна и флюидов, в 2019 году институтом АО «НИПИнефтегаз» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа месторождения Каратурун Морской, по состоянию на 01.04.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2162-20-У от 27.02.2020 г.).

В 2021 году АО «НИПИнефтегаз» был произведен «Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г.», утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2453-22-У от 08.09.2022 г.), в связи с получением новой информации в результате бурения 18 новых скважин, которые вскрыли продуктивные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований, в ряде случаев подтверждая их результатами испытаний, что способствовало изменению границ уже существующих залежей в сторону увеличения, выявлению дополнительных залежей нефти в восточной части месторождения в продуктивных горизонтах Ю-VI-A, Ю-VI-B, Ю-VII и новой небольшой залежи в горизонте Ю-I-B.

В 2025 году был произведен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.04.2025 г.», утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2772-25-У от 22.10.2025 г.), в связи с получением новой информации по результатам бурения 20 новых скважин. Вновь пробуренные скважины вскрыли продуктивные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований, при этом в некоторых случаях подтверждая их результатами освоения. Кроме того, по результатам бурения новых скважин в большинстве горизонтов произошло увеличение площади продуктивности на северо-западе и юго-востоке.

В целом по месторождению утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворённого в ней газа составили 6005/1725 тыс. т и 181,7/53,5 млн. м³ (таблица 1.8.3.1.1), из них:

нефти:

категории В – 2257/1023 тыс. т.,

категории С₁ – 3715/1304 тыс. т.,

категории С₂ – 1289/189 тыс. т.

растворенного газа:

категории В – 73,0/33,0 млн. м³

категории С₁ – 114,1/40,7 млн. м³

категории С₂ – 36,2/5,3 млн. м³

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы газа газовых шапок в целом по месторождению составили 132,8/132,8 млн. м³ (таблица 1.8.3.1.2), из них:

газа газовой шапки:

категории С₁ – 90,9/90,9 млн. м³

категории С₂ – 41,9/41,9 млн. м³.

Таблица 1.8.3.1.1 – Начальные геологические запасы нефти и растворенного газа месторождения Каратурун Морской

Горизонт, залежь	Катег. запасов	Зона	Площадь нефтенос-ности, тыс. м ²	Средневз.нефтена с. толщина, м	Нефтенасы- щен. объем, тыс. м ³	Козф. пористости д.ед.	Козфф. нефте- насыщ., д.ед.	Плотность нефти, г/см ³	Пересч. коэфф., д. ед.	Газосодер- жание, м ³ /т	Геологические запасы		КИН д.ед.	Извлекаемые запасы	
											нефти, тыс. т	раств. газа, млн. м ³		нефти, тыс. т	раств. газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-I-A	C ₁	H	39	1.9	74	0.26	0.60	0.918	0.885	28.0	9	0.3	0.168	2	0.1
	C ₂	H1	15	2.1	32	0.31	0.45	0.918	0.885	28.0	4	0.1	0.118	0	0.0
	C ₁	H2	361	1.4	505	0.26	0.63	0.918	0.885	28.0	67	1.9	0.168	11	0.3
		BH2	120	1.4	168	0.26	0.63	0.918	0.885	28.0	22	0.6	0.168	4	0.1
	C ₁		520	1.1	580						98	2.8		17.0	0.5
	C ₂		15		32						4	0.1		0.0	0.0
Ю-I-B	C ₂	HВ1	322	2.1	676	0.27	0.65	0.918	0.885	28.0	96	2.7	0.118	11	0.3
		HВ2	27	1.3	35	0.27	0.65	0.918	0.885	28.0	5	0.1	0.118	1	0.0
	Итого C ₂		349	2.0	711						101	2.8		12	0.3
Ю-I-B	C ₂	H	103	0.7	72	0.24	0.45	0.918	0.885	28.0	6	0.2	0.118	1	0.0
		HВ	41	1.6	66	0.27	0.58	0.918	0.885	28.0	8	0.2	0.118	1	0.0
	Итого C ₂		144	1.0	138						14	0.4		2	0.0
Итого по Ю-I	C ₁		520		580						98	2.8		17	0.5
	C ₂		508		881						119	3.3		14	0.3
Ю-II-A	C ₁	ГН	305	1.9	580	0.27	0.61	0.903	0.893	27.1	77	2.1	0.168	13	0.4
		H1	4	3.7	15	0.30	0.63	0.903	0.893	27.1	2	0.1	0.168	0	0.0
		ГНВ1	395	2.4	948	0.26	0.59	0.903	0.893	27.1	117	3.2	0.168	20	0.5
		ГНВ2	135	3.7	500	0.26	0.59	0.903	0.893	27.1	62	1.7	0.168	10	0.3
		HВ1	567	2.1	1191	0.26	0.62	0.903	0.893	27.1	155	4.2	0.168	26	0.7
		HВ2	361	2.5	903	0.26	0.62	0.903	0.893	27.1	117	3.2	0.168	20	0.5
			1767	2.3	4135						530	14.5		89	2.4
Ю-II-A	C ₂	ГН	16	4.2	67	0.27	0.61	0.903	0.893	27.1	9	0.2	0.118	1	0.0
		H	19	3.0	57	0.30	0.63	0.903	0.893	27.1	9	0.2	0.118	1	0.0
		ГНВ	39	3.8	148	0.26	0.59	0.903	0.893	27.1	18	0.5	0.118	2	0.1
		HВ	425	1.9	808	0.26	0.62	0.903	0.893	27.1	105	2.8	0.118	12	0.3
			499	2.2	1080						141	3.7		16	0.4
	C ₁		1767		4135						530	14.5		89	2.4
	C ₂		499		1080						141	3.7		16	0.4
Ю-III-A	C ₂	ГН	807	1.3	1049	0.29	0.54	0.903	0.893	27.1	132	3.6	0.118	16	0.4
		H1	4	1.2	5	0.32	0.54	0.903	0.893	27.1	1	0.0	0.118	0	0.0
		H2	35	1.6	56	0.32	0.54	0.903	0.893	27.1	8	0.2	0.118	1	0.0
		ГНВ1	166	1.3	216	0.29	0.66	0.903	0.893	27.1	33	0.9	0.118	4	0.1
		ГНВ2	434	1.1	477	0.29	0.66	0.903	0.893	27.1	74	2.0	0.118	9	0.2
		HВ	5230	0.7	3661	0.30	0.61	0.903	0.893	27.1	540	14.6	0.118	64	1.7
	Итого C ₂		6676	0.8	5464						788	21.3		94	2.4
Ю-IV	B	H1	165	6.0	990	0.26	0.70	0.895	0.954	23.6	154	3.6	0.453	70	1.6
		H2	20	4.9	98	0.26	0.70	0.895	0.954	23.6	15	0.4	0.453	7	0.2
		H3	11	2.8	31	0.26	0.70	0.895	0.954	23.6	5	0.1	0.453	2	0.0
		HВ	1181	3.3	3897	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	516	12.2	0.453	234	5.5
			1377	3.6	5016						690	16.3		313	7.3
	C ₁	H1	46	5.7	262	0.26	0.70	0.895	0.954	23.6	41	1.0	0.453	19	0.5
		H2	50	4.5	225	0.26	0.70	0.895	0.954	23.6	35	0.8	0.453	16	0.4
		HВ1	637	2.3	1465	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	194	4.6	0.453	88	2.1
		HВ2	61	2.4	146	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	19	0.4	0.453	9	0.2
		HВ3	7	1.2	8	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	1	0.0	0.453	0	0.0
		HВ4	106	1.7	180	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	24	0.6	0.453	11	0.3
		HВ5	55	1.1	61	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	8	0.2	0.453	4	0.1
		HВ6	11	3.9	43	0.25	0.62	0.895	0.954	23.6	6	0.1	0.453	3	0.0
			973	2.5	2391						328	7.7		150	3.6
	B		1377		5016						690	16.3		313	7.3
	C ₁		973		2391						328	7.7		150	3.6
	B+C ₁		2350		7407						1018	24.0		463	10.9

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-V	В	НВ	1806	5.6	10114	0.28	0.67	0.898	0.920	36.2	1567	56.7	0.453	710	25.7
	С ₁	НВ	1817	2.8	5088	0.28	0.67	0.898	0.920	36.2	789	28.6	0.453	357	13.0
	В+С ₁		3623		15201						2356	85.3		1067	38.7
Ю-VI-A	С ₁	Н1	108	2.7	292	0.24	0.55	0.898	0.920	36.2	32	1.2	0.453	14	0.5
		Н2	2	2.1	4	0.24	0.55	0.898	0.920	36.2	0	0.0	0.453	0	0.0
		НВ	249	1.6	398	0.27	0.55	0.898	0.920	36.2	49	1.8	0.453	22	0.8
			359	1.9	694						81	3.0		36	1.3
	С ₂	Н	123	2.2	271	0.29	0.62	0.898	0.920	36.2	40	1.4	0.317	13	0.4
		НВ	171	1.3	222	0.29	0.60	0.898	0.920	36.2	32	1.2	0.317	10	0.4
			294	1.7	493						72	2.6		23	0.8
	С ₁		359		694						81	3.0		36	1.3
	С ₂		294		493						72	2.6		23	0.8
Ю-VI-B	С ₁	НВ	311	1.5	467	0.25	0.51	0.898	0.920	36.2	49	1.8	0.453	22	0.8
	С ₂	НВ	130	2.1	273	0.25	0.56	0.898	0.920	36.2	32	1.2	0.317	10	0.4
Итого по Ю-VI	С ₁		670		1161						130	4.8		58	2.1
	С ₂		424		766						104	3.8		33	1.2
Ю-VII-A	С ₁	НВ	508	1.5	762	0.29	0.51	0.882	0.943	30.2	94	2.8	0.344	32	1.0
	С ₂	НВ	174	0.9	157	0.26	0.52	0.882	0.943	30.2	18	0.5	0.241	4	0.1
Ю-VII-B	С ₂	НВ	81	1.1	89	0.28	0.64	0.882	0.943	30.2	13	0.4	0.241	3	0.1
	Итого С ₂		81		89						13	0.4		3	0.1
Итого по Ю-VII	С ₁		508		762						94	2.8		32	1.0
	С ₂		255		246						31	0.9		7	0.2
Ю-VIII-A	С ₁	НВ	1039	2.9	3013	0.26	0.54	0.882	0.943	30.2	352	10.6	0.344	121	3.6
	С ₂	Н	27	5.0	135	0.24	0.51	0.882	0.943	30.2	14	0.4	0.241	3	0.1
		НВ	341	2.3	784	0.26	0.54	0.882	0.943	30.2	92	2.8	0.241	22	0.7
	С ₁		1039	2.9	3013						352	10.6		121	3.6
	С ₂		368	2.5	919						106	3.2		25	0.8
Ю-VIII-B	С ₁	Н	92	4.1	377	0.27	0.52	0.882	0.943	30.2	44	1.3	0.344	15	0.4
		НВ	247	1.6	395	0.26	0.48	0.882	0.943	30.2	41	1.2	0.344	14	0.4
			339	2.3	772						85	2.5		29	0.8
Итого по Ю-VIII	С ₁		1378		3786						437	13.1		150	4.4
	С ₂		368		919						106	3.2		25	0.8
Ю-IX-A	С ₁	Н1	202	3.6	727	0.26	0.54	0.877	0.943	30.2	84	2.5	0.344	29	0.9
		Н2	75	9.6	720	0.26	0.54	0.877	0.943	30.2	84	2.5	0.344	29	0.9
		Н3	85	2.2	187	0.26	0.54	0.877	0.943	30.2	22	0.7	0.344	8	0.2
		НВ	1291	3.8	4906	0.26	0.53	0.877	0.943	30.2	559	16.9	0.344	192	5.8
	Итого С ₁		1653	4.0	6540						749	22.6		258	7.8
Ю-X	С ₁	НВ	896	4.5	4032	0.27	0.62	0.879	0.944	30.8	560	17.2	0.344	193	5.9
	Итого С ₁		896		4032						560	17.2		193	5.9
Всего по месторождению	В										2257	73.0		1023	33.0
	С ₁										3715	114.1		1304	40.7
	С ₂										1289	36.2		189	5.3
	В+С ₁										5972	187.1		2327	73.7

Таблица 1.8.3.1.1 – Начальные геологические запасы газа газовых шапок месторождения Каратурун Морской

Горизонт, залежь	Категория запасов	Зона	Площадь газоносности, тыс. м ²	Средневзвешен. эфф. газона-сыщ. толщ, м	Газонасыщенный объем, м ³	Коэффициент, д.ед.		Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля Мариотта		Поправка за температуру	Кэф. перевода техн. МПа в физические	Нач. геол. запасы пласт. газа, млн.м ³	КИГ д.ед.	Нач. извлеч. запасы пласт. газа, млн.м ³
						пористости	газонасы-щенности	начальное	конечное	при начальн. давлении	при конечн. давлении					
Ю-II-A	C ₁	Г	131	2.0	262	0.26	0.62	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	4.5	1	4.5
		ГН	321	1.5	482	0.27	0.60	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	8.3	1	8.3
		ГНВ1	395	1.8	711	0.26	0.58	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	11.4	1	11.4
		ГНВ2	174	1.0	174	0.26	0.58	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	2.8	1	2.8
	C ₁		1021	1.6	1629									27.0		27.0
Ю-III-A	C ₁	Г	794	3.4	2700	0.26	0.68	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	54.3	1	54.3
		ГН1	45	2.5	113	0.26	0.55	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	1.8	1	1.8
		ГН2	243	2.1	510	0.26	0.55	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	1.8	1	1.8
		ГНВ1	4	1.3	5	0.28	0.72	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	0.1	1	0.1
		ГНВ2	143	1.8	257	0.28	0.72	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	5.9	1	5.9
	C ₂	Г1	107	3.0	321	0.26	0.68	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	6.5	1	6.5
		Г2	49	2.9	142	0.26	0.68	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	2.9	1	2.9
		ГН1	316	1.8	569	0.26	0.55	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	9.2	1	9.2
		ГН2	202	1.8	364	0.26	0.55	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	5.9	1	5.9
		ГНВ1	164	1.3	213	0.28	0.72	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	4.9	1	4.9
		ГНВ2	286	1.9	543	0.28	0.72	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	12.5	1	12.5
	C ₁		1229	2.9	3585									63.9		63.9
	C ₂		1124	1.9	2152									41.9		41.9
Всего по газу газовых шапок	C ₁		2250		5214									90.9		90.9
	C ₂		1124		2152									41.9		41.9

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, обладают 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, уровеньнезопроводность, 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.

В период 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, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.
- загрязнением недр и окружающей природной среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин.

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, внутрипластовые 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;
- при бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающиеся смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием азрированных растворов, пен и так далее;
- 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 над состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности,

пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как разведочные (а впоследствии добывающие) скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых 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 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) – сильная (4) – 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).

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **воздействие высокой значимости** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

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* для эксплуатационных скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;

- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако большая часть месторождения Каратурун Морской расположена 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. Почва территории в основном сильно засолена и обладает очень низкими запасами гумуса.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. 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, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается очень 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 проектируемых работ на почвенные 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров 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.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдении технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Мониторинг 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.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Стационарная экологическая площадка – первичная организационная и функциональная единица мониторинга почв, на которой ведутся многолетние периодические наблюдения за динамикой контролируемых параметров почв.

Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв, выявление тенденций динамики, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

В настоящее время на территории месторождения Каратурун Морской отбор почвенных проб осуществляется на следующих стационарных экологических площадках (СЭП):

- СЭП-1 - на южной границе горного отвода (фоновая);
- СЭП-2 – в районе скважины №Э-11;
- СЭП-3 – в районе скважины №КМ-2;
- СЭП-6 – в районе скважины №Э-2.

Для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов были приняты: свинец, медь, цинк, никель, нефтепродукты.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

В рамках работ, связанных с реализацией данного проекта, рекомендуем продолжить мониторинг почвенного покрова в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на месторождении охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв.

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 преобладают, 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, демонтаж бурового и технологического 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 может иметь место на территории месторождения. 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 испытывает в процессе 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 месторождения находятся 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, противозерозионную 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

Растительность является основным блоком экосистемы. Она участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии, служит биоклиматическим и экологическим индикатором. Такие её функции, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ, регуляция газового баланса биосферы обеспечивают существование всех живых организмов. Благодаря физиономическим и индикационным свойствам,

растительность является самым информативным компонентом экосистем. По её состоянию, флористическому и ценотическому разнообразию можно судить о скорости и направленности антропогенных и антропогенностимулированных процессов, о динамике других компонентов экосистем (почв, грунтовых и поверхностных вод и т.д.).

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 являются:

Изъятие земель для скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения.

Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, 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.

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.

В результате механических нарушений активизировались процессы дефляции почв района, разрушение почвенных горизонтов, их распыление и уплотнение.

В межколейных пространствах сохраняется хорошо развитая фоновая растительность. Это явление объясняется тем, что в результате смыва мелкозема и гумуса с колеи здесь образуются более благоприятные условия (обогащение почвы органическими веществами, микроэлементами, более рыхлый верхний слой почвы). Кроме того, межколейное пространство собирает влагу, которая скапливается в колее.

Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. 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 и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, 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.

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).

Влияние проектируемых работ на растительный 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на растительный покров присваивается средняя (9-27) – изменения превышают цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению.

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 проводится одновременно с мониторингом почвы на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки располагаются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим

оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 2 раза в год, в весенне-летний и летне-осенний периоды года. 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. Одновременно рекомендуется 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. Рекомендуем проводить визуальное обследование территории производственных работ на предмет нахождения замаскированных пятен и комплексное обследование территории площадки после проведения строительных работ в рамках очередного производственного экологического мониторинга на месторождении Каратурун Морской.

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 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 эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

На контрактной территории в результате проведения нефтегазовых операций возможно сокращения ареала обитания многих видов представителей дикой фауны. Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие возможного повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. 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, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных.

Нефть оказывает внешнее влияние на птиц, прием пищи, загрязнение яиц в гнездах и изменение среды обитания. Внешнее загрязнение нефтью разрушает оперение, спутывает перья, вызывает раздражение глаз. Гибель является результатом воздействия холодной воды, птицы тонут. Птицы, которые большую часть жизни проводят на воде, наиболее уязвимы к разливам нефти на поверхности водоемов. Птицы заглатывают нефть, когда чистят клювом перья, пьют, употребляют загрязненную пищу и дышат испарениями. Заглатывание нефти редко вызывает непосредственную гибель птиц, но ведет к вымиранию от голода, болезней, хищников. Яйца птиц очень чувствительны к воздействию нефти.

Загрязненные лапы и оперение птиц пачкают нефтью скорлупу. Небольшое количество некоторых типов нефти может оказаться достаточным для гибели в период инкубации.

Птицы предельно уязвимы в периоды смены оперения (линьки), гнездования и миграции. Так как во время линьки птицы теряют способность летать, линька требует от них использования особых мер предосторожности. В предлинные периоды они выбирают недоступный для наземных хищников максимально кормный участок, где собираются в плотные скопления, что обеспечивает им групповую защиту. Так как оговоренным качествам отвечают лишь немногие фрагменты акватории, то подобные места обычно возникают на одних и тех же морских участках. Подвижность сформировавшегося скопления водоплавающих птиц крайне снижена.

Из-за рыхлости и низких защитных свойств заменяемого перьевого покрова, он очень легко загрязняется даже небольшими количествами нефтепродуктов, из-за чего вода беспрепятственно проникает к телу птицы и она быстро погибает.

Совокупность факторов (воздействий) оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождения, 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, поверхностных вод и грунтовой среды.

Широкое использование современной техники, включая мощные и мобильные транспортные средства, сделало бессмысленным понятие «недоступные участки». Появление такого заметного для зоны пустынь, очень сильного фактора воздействия на природу, как временное население, в силу большого проникновения в пустыню поисковых экспедиций и производственных бригад, существенно отражается на состоянии численности и территориальном распределении ряда видов птиц и пресмыкающихся.

Опасность для орнитофауны представляют линии электропередачи высокого напряжения. На животных вредное влияние оказывает электромагнитное излучение. Шумовое воздействие свыше 25 дБа отпугивает животных и отрицательно сказывается на видовом разнообразии экосистем и сохранности генофонда.

Однако, при безаварийной работе оборудования и сопутствующих объектов, воздействие для большинства животных будет в основном выражаться в незначительном сокращении их кормовой базы и репродуктивной площади.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия. Оценка воздействия 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на животный мир 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 стадии 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 насекомоядных (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.

Предлагается периодичность наблюдений - 1 раз в год, в летний период.

1.8.7 Оценка воздействия на морскую биологическую среду и ихтиофауну

1.8.7.1 Характеристика воздействия на морскую биологическую среду

Нефть и нефтепродукты являются наиболее распространенными загрязняющими веществами в морской среде. Общее воздействие нефтепродуктов на морскую среду можно разделить на 5 категорий: непосредственное отравление с летальным исходом, серьезные нарушения физиологической активности, эффект прямого обволакивания живого организма нефтепродуктами, болезненные изменения, вызванные внедрением углеводов в организм, а также изменения в биологических особенностях среды обитания.

Поражение в результате накопления углеводов в тканях характерно для многих, если не для всех морских организмов. Можно ожидать, что любой организм, живущий в водной среде, должен находиться с ней в химическом равновесии. Если содержание углеводов в воде даже меньше $10^{-7}\%$ они могут поглощаться организмом и накапливаться в различных тканях. Такое внедрение химических веществ, содержащих полициклические ароматические углеводороды, изменяет вкус съедобных организмов, кроме того, это опасно, так как подобные вещества являются канцерогенными. Если воздействие загрязнений невелико и концентрация их мала, то они могут полностью выводиться из организма. Однако при продолжительном пребывании в этих условиях возможно постоянное загрязнение организма. Показано, например, что у ракообразных и рыб выведение большинства углеводов происходит в течение двух недель. Однако обмен веществ у низших организмов происходит гораздо медленнее и механизм его еще недостаточно понятен. Так, например, нет доказательств связи между качеством пищи и увеличением количества нефтяных углеводов в морских организмах.

Загрязнение нефтепродуктами влияет и на среду обитания и может привести к невозможности выживания в субстрате. Имеющиеся данные указывают, что смерть взрослых морских организмов может наступить после контакта в течение нескольких часов с растворимыми ароматическими углеводородами, содержание которых составляет 10^{-4} - $10^{-2}\%$. Смертельные концентрации таких компонентов для икринок и мальков ниже и равны $10^{-5}\%$. Таким образом, икринки и мальки в 10 - 100 раз чувствительнее к действию углеводов, чем взрослые организмы.

В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции морскими организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению. Соотношение всех процессов, способствующих удалению нефтяных углеводов из водной среды, изучено слабо. Вместе с тем установлено, что именно активность бактерий определяет окончательную судьбу нефти в воде.

1.8.7.2 Оценка воздействия на донные отложения и бентос

Морское дно и донные отложения являются средой обитания сообществ донных организмов (зообентоса), которые являются основой многих пищевых цепей морских организмов, важнейшим источником питания рыб. Нарушение донных отложений при производстве различных работ может сопровождаться повреждением или гибелью отдельных особей, а повторное отложение взвешенных частиц может затруднить

дыхательную и двигательную активность бентосных организмов или привести к их захоронению, если вновь осажденные отложения окажутся слишком мощными, чтобы бентос смог выжить, мигрируя вверх отложений.

Бентос в мелководных районах Северного Каспия ежегодно испытывает естественные природные воздействия, связанные со значительными перемещениями донных осадков в результате весенних и осенних штормов или нагонов, а также значительные естественные природные воздействия со стороны торосистых ледяных образований в зимний период. Эти организмы, в основном, адаптированы к повышенным концентрациям взвешенных частиц. Моллюски, черви и ракообразные фильтруют поднятый со дна детрит и используют его в пищу. Но когда концентрация взвешенных в воде частиц часто превышает пределы природной изменчивости, начинается гибель донных животных, например, Gammaridae. Снижение прозрачности и содержания кислорода в морской воде приводит к уменьшению числа оксифильных видов и увеличению численности видов, устойчивых к загрязнению.

Воздействия, оказываемые на морское дно и донные отложения, могут иметь негативные последствия для бентоса, приводящие к уменьшению продуктивности и уменьшению биоразнообразия на акватории, затронутой воздействием.

Основное воздействие на морское дно и бентос может быть оказано при строительных работах, однако, в рамках «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской.....» не предусматриваются строительные и другие работы на водных объектах, изъятие морского дна производиться не будет.

Влияние проектируемых работ на донные отложения и бентос в районе проектируемых работ можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но 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 воздействия на донные отложения и бентос района расположения месторождения Каратурун Морской

присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.7.3 Оценка воздействия на планктон

Морские воды являются средой обитания сообществ планктонных организмов, которые являются важным компонентом первым звеном пищевой цепи морских организмов.

Планктон служит основой питания пелагических и донных рыб, а также беспозвоночных, которые, в свою очередь, являются основой питания для хищников.

Воздействия, оказываемые на морские воды, могут иметь негативные последствия для планктона, что может привести к уменьшению продуктивности и уменьшению биоразнообразия на акватории, затронутой воздействием.

Морские воды акватории Северного Каспия в целом и, особенно, ее мелководные участки регулярно подвергаются значительным естественным природным воздействиям, вызывающим уменьшение прозрачности морских вод под естественным воздействием ветровых волн, штормовых нагонов и сгонов, и характеризуются повышенными показателями мутности (концентраций) взвешенных частиц. Поэтому планктон, обитающий на акватории Северного Каспия, регулярно подвергается значительным естественным природным воздействиям, вызывающим уменьшение прозрачности морских вод под естественным воздействием ветровых волн, штормовых нагонов и сгонов, и хорошо к ним адаптировались.

Повышение мутности воды может происходить при работах, связанных с проведением строительных и дноуглубительных работ на водных объектах. Однако, в рамках «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской....» данные виды работ не предусматриваются.

Забор морской воды на технические и технологические нужды, а также сброс сточных вод в водные объекты производиться не будут. На территории месторождения Каратурун Морской организована система управления отходами производства и потребления, исключаящая захламление берегов.

Учитывая, что повышенная мутность вод характерна для Северного Каспия, ожидаемое воздействие можно считать незначительной интенсивности и только на отдельных, наиболее мелких участках, ожидается воздействие на планктон слабой интенсивности.

Влияние проектируемых работ на планктон в районе расположения месторождения Каратурун Морской можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но 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 воздействия на планктон района расположения месторождения Каратурун Морской присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.7.4 Оценка воздействия на ихтиофауну

При проектируемых работах, связанных с разработкой месторождения Каратурун Морской на рыб может оказываться как опосредованное воздействие, через гибель кормовой базы (воздействие на бентос и планктон), так и прямое воздействие на организмы рыб. Наиболее значимыми факторами воздействия на ихтиофауну являются следующие: дноуглубительные работы, забор морской воды без загородительной системы, факторы беспокойства от антропогенной активности, при этом в рамках «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской» строительные и дноуглубительные работы на водных объектах не предусматриваются.

Забор морской воды на технические и технологические нужды может оказать прямое негативное воздействие на мальков и взрослых рыб за счет их попадания в водозаборные системы или присасывания к водозаборным оголовкам, а также косвенное негативное воздействие на рыбные запасы, поскольку при заборе морской воды вместе с морской водой из моря будут изыматься планктонные организмы, которые будут погибать в результате термического шока или физического воздействия соответствующих технологических процессов. В результате гибели планктона рыбы лишаются части своей кормовой базы.

При этом в рамках «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской...», забор морской воды на технические и технологические нужды, а также сброс сточных вод в водные объекты производиться не будут.

Фактор беспокойства от антропогенной активности (шум, вибрация) может отразиться на миграционной активности рыб и интенсивности нагула морских обитателей на участках с высокими показателями фактора беспокойства. Воздействия факторов беспокойства на малоподвижные донные гидробионты и пассивные планктонные организмы (включая ихтиопланктон) наблюдаться не будет. Взрослые рыбы и другие морские животные могут реагировать на фактор беспокойства снижением пищевой активности или изменением привычных мест нагула, что равноценно уменьшению величины кормовой базы рыб и, соответственно, рыбопродуктивности на определенный процент.

Влияние проектируемых работ на ихтиофауну в районе расположения месторождения Каратурун Морской можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но 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 воздействия на ихтиофауну района расположения месторождения Каратурун Морской присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.8 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.8.1 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 1.8.8.1.1.

Таблица 1.8.8.1.1 – 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 1.8.8.1.2.

Таблица 1.8.8.1.2– 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 1.8.8.1.3.

Таблица 1.8.8.1.3 - 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 1.8.8.1.3.

Таблица 1.8.8.1.3 - 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 Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Компания ТОО «Бузачи Нефть» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складировются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Мероприятия по регенерации и утилизации отходов возможны как на собственном предприятии, так и силами сторонних предприятий. Отходы, подлежащие переработке, вывозятся сторонними организациями по итогам проведения тендеров. Отходы, не подлежащие вторичной переработке, вывозятся на утилизацию и захоронение сторонним организациям, согласно заключенным договорам.

Технологические решения по обращению с отходами ТОО «Бузачи Нефть» согласно «Программы управления отходами (ПУО) для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» на 2023-2026 гг.» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ18VCZ03302432 от 04.08.2023 года) представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами ТОО «Бузачи Нефть»

Наименование отхода	Процесс образования отхода	Морфологический (химический) состав отхода	Средняя скорость образования отхода	Классификация отхода	Способ накопления отхода	Сбор, транспортировка, обезвреживание, восстановление и удаление отхода
1	2	3	4	5	6	7
Твердо-бытовые отходы (ТБО)	В процессе жизнедеятельности человека	1) Полиэтен (Полиэтилен) - 5,2% 2) Целлюлоза – 3,4% 3) Кремний - 1,6% 4) Железо металлическое - 1,85% 5) Жиры животные и растительные - 7,6% 6) Кальций – 2,3% 7) Пищевые отходы - 62,5% 8) Вода -5,1% 9) Стекло - 10,45%	ежедневно	20 03 01	Временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. К контейнерам обеспечен свободный подъезд для вывоза данного отхода.	Раздельный сбор сухая фракция (бумага, картон, металл, пластик, стекло). Транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/ восстановления/удаления
Отработанные ртутные лампы	Вследствие истощения ресурса времени работы ламп в процессе освещения помещений или территории объектов предприятия	1) Стекло - 89,9173% 2) Мастика У9М - 1,3% 3) Гетинакс - 2,2867% 4) Ртуть - 0,15% 5) Люминофоры ЭЛС-510-В, ЭЛС-455-В, ЭЛС-580-В - 0,3% 6) Алюминий и его сплавы - 1,692% 7) Медь - 0,174% 8) Никель - 0,068% 9) Вольфрам - 0,012% 10) Свинец - 0,205% 11) Цинк - 2,533% 12) Железо металлическое - 1,136% 13) Марганец - 0,123% 14) Олово - 0,103%	1 год	20 01 21*	Выделено специализированное место, оборудованное в соответствии с санитарными правилами. Отработанные лампы упаковываются в картонные упаковки и хранятся в специализированном помещении, без доступа посторонних лиц.	Ртутьсодержащие приборы и оборудование. Транспортируются и хранятся в плотно закрывающихся в металлических ящиках, предотвращающие бой во время транспортировки и хранения. Транспортировка на спецавтотранспорте для дальнейшего обезвреживания.
Отработанные аккумуляторные батареи	Выработка своего ресурса во время эксплуатации	1) Полипропилен - 58,7% 2) Свинец - 36,7% 3) Вода - 2,8%	1 год	16 06 01*	Хранятся в закрытой таре на площадке со специальным	Раздельный сбор и транспортировка специализированной



	аккумуляторов автотранспорта	4) Сернистая кислота - 1,8%			поддоном (исключаящем пролитие электролита), ограждением, препятствующему развалу отходов.	организацией для дальнейшего обезвреживания/ восстановления/ удаления
Отработанные масляные фильтры	При техническом осмотре и ремонте транспортной техники, дизельных установок, в процессе регенерации масел	1) Целлюлоза - 38,7% 2) Циклогексан - 6,07% 3) Бензол - 1,65% 4) Метилбензол - 1,66%, 4) Пропилбензол - 1,66% 5) Железо металлическое - 25% 6) Алюминий - 17,3% 7) Резина - 7,96%	1 год	16 01 07*	временно накапливаются в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/ восстановления/удаления
Отработанные автошины	Вследствие исчерпания ресурса шин в результате эксплуатации спецтехники или автотранспорта	1) Резина - 72,7% 2) Железо металлическое - 1,8% 3) Полиамид - 10,5% 4) Ткань, текстиль - 15%	В течении 6 месяцев	16 01 03	Хранятся на специальной площадке с бетонным покрытием, ограждением, препятствующему развалу отходов. Отходы на площадке временно складируются в стопки по 4- 6 шт.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/ восстановления/удаления
Металлолом	В результате износа машин, оборудования, отдельных металлических конструкций и деталей, заменяемых при капитальных и текущих ремонтах, ремонта скважин, от износа инструмента, инвентаря и другого технологического оборудования	1) Кремний - 0,1%, 2) Алюминий и его - 0,1% 3) Железо металлическое - 96,755% 4) Титан - 0,01% 5) Марганец - 0,05% 6) Магний - 0,85% 7) Натрий - 0,05%, 8) Калий - 0,12%, 9) Ванадий- 0,01%, 10) Медь - 1,7%, 11) Хром - 0,06% 12) Цинк - 0,1% 13) Кобальт - 0,01% 14) Никель - 0,02% 15) Молибден и его неорганические	В течении 6 месяцев	16 01 17	Хранится на специальной площадке с твердым покрытием, ограждением, препятствующему развалу отходов.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/ восстановления/удаления

		соединения - 0,065%				
Огарки сварочных электродов	В результате проведения сварочных работ, которые производятся на специально оборудованных сварочных постах	1) Железо металлическое - 95%, 2) Сажа - 2%, 3) Оксид железа - 3%	1 год	12 01 13	Хранится на специальной площадке с твердым покрытием, ограждением, препятствующему развалу отходов.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Строительные отходы	При капитальном ремонте, текущем ремонте, строительстве новых объектов и т.д.	1) Железо металлическое - 5%, 2) Керамика - 3% 3) Бетон - 30% 4) Известняк - 19% 5) Кирпич - 20% 6) Цемент - 10% 7) Силикаты - 3% 8) Песок, земля - 10%	1 год	17 08 02	Временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Тара (металлическая) из-под хим.реагентов	При использовании химических реагентов, которые применяются при приготовлении промывочных растворов	1) Железо металлическое – 85% 2) Сажа - 0,5% 3) Оксид железа - 12,5% 4) Химические реагенты – 2%	1 год	15 01 11*	Складируется и временно хранится она в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Тара (пластиковая) из-под хим.реагентов	При использовании химических реагентов, которые применяются при приготовлении промывочных растворов	1) Полиэтен (Полиэтилен) - 98% 2) Химические реагенты – 2%	1 год	15 01 10*	Складируется и временно хранится она в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Тара (металлическая) из-под масел	При использовании масел, которые используются на заливку в оборудование	1) Железо металлическое – 85% 2) Сажа - 0,5% 3) Оксид железа - 12,5% 4) Масло минеральное нефтяное - 2%	1 год	15 01 10*	Складируется и временно хранится она в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Нефтешлам	После зачистки технологических	1) Вода - 28,07% 2) Нефть и нефтепродукты	1 год	05 01 05*	Временно накапливаются в	Раздельный сбор и транспортировка

	резервуаров в виде донного осадка в результате отстаивания нефти	в растворенном и эмульгированном состоянии - 55,01% 3) Кремний диоксид кристаллический - 16,92%			спецконтейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки.	специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Бракованное электрооборудование	При эксплуатации оргтехники и комплектующих приборов в офисном помещении от деятельности работающего персонала	1) Полиэтен (Полиэтилен) - 13,4% 2) Железо металлическое - 23,55% 3) Органопластики – 46,88%, 4)Медь – 0,62% 5) Алюминий и его сплавы - 0,2%, 6) Полипропилен - 0,28%, 7) Механические примеси - 0,22% 8) Резина - 14,9%	1 год	16 02 14	Временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Использованная тара ЛКМ	Емкости из-под лакокрасочных материалов, использованных для лакокрасочных работ	1) Уайт-спирит- 3%, 2) Диметилбензол - 4%, 3) Железо металлическое - 93%	1 год	08 01 11*	Временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Промасленная ветошь	При обтирании загрязненных маслами или дизтопливом частей различного оборудования, спецтехники, или автотранспорта	1) Целлюлоза /Wi=1000000/ - 644900 мг/кг - 64,49% 2) Циклогексан - 12%, 3) Бензол - 3,33% 4) Метилбензол - 3,335% 5) Пропилбензол - 3,335% 6) Железо металлическое - 0,4%, 7) Цинк - 0,05% 8) Марганец - 0,06%, 9) Вода - 13%	1 год	15 02 02*	Временно накапливается в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Пищевые отходы	Остатки еды, которые утратили	1) Пищевые отходы (100%)	1 год	20 01 08	Временно накапливаются в металлических контейнерах с	Раздельный сбор и транспортировка

	потребительские свойства при ее использовании, переработке или хранении				крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. К контейнерам обеспечен свободный подъезд для вывоза данного отхода.	специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Замазученный грунт	после бурения при капитальном ремонте скважин	1) Грунт снятый чистый - 90% 2) Масло минеральное нефтяное - 3%, 3) Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии - 4% 4) Мазут - 3%	1 год	17 05 03*	Временно накапливается в спецконтейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Пластиковая тара из-под питьевой воды	При использовании питьевой воды	1) Полиэтен (Полиэтилен) - 100%	1 год	15 01 02	Временно накапливаются в сетчатых контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением из металлической сетки.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Нефтезагрязненная пленка	В процессе проведения работ по КРС	1) Полиэтен (Полиэтилен) - 95% 2) Грунт снятый чистый - 1% 3) Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии - 3,5%, 4) Вода – 0,35%	1 год	15 01 10	Временно накапливаются в спец. контейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Отработанные масла	Эксплуатация дизельных установок, спецтехники и автотранспорта	1) Циклогексан - 50,66% 2) Бензол -5,45% 3) Метилбензол - 15,45% 4) Пропилбензол- 15,45% 5) Сажа – 0,99% 6) Вода -2%	1 год	13 02 06*	Временно накапливаются в герметичных бочках с плотно закрывающимися крышками, объемом 200 литров, которые установлены на площадках	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/

					из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой.	восстановления/удаления
Абразивный песок	В результате проведения работ по зачистке резервуаров	1) Абразивный порошок – 30% 2) Песок, земля - 70%)	1 год	12 01 21	Временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Деревянные поддоны	При временном складировании тары с хим. реагентами	1) Древесина - 99,5% 2) Железо металлическое - 0,5%	1 год	20 01 37	Временно накапливаются на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением из металлической сетки.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Медицинские отходы	Оказание первой медицинской помощи работникам	1) Полипропилен - 57%, 2)Поливинилхлорид - 7,9%, 3)Полиэтен (Полиэтилен) - 2,2% 4) Стекло - 10,5% 5) Сажа - 0,12%, 6) Хром - 0,18% 7) Титан 0,5% 8) Никель 4% 9) Железо металлическое – 14,6% 10) Целлюлоза - 3%	1 год	18 01 03*	Временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Цементные отходы при КРС	При капитальном ремонте скважин	1) Цемент - 50% 2) Песок, земля - 30% 3) Вода - 10% 4) Грунт снятый чистый - 5% 5) Нефть и нефтепродукты - 5%	1 год	01 05 99	Временно накапливается в спецконтейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки.	Раздельный сбор и транспортировка специализированной организацией для дальнейшего обезвреживания/восстановления/удаления
Отходы обратной промывки скважин	В местах капитального подземного	1) Масло минеральное нефтяное - 1,98% 2) Фенолы сланцевые –	1 год	06 05 02	Временно накапливаются в спец контейнеры, которые установлены на специально	Раздельный сбор и транспортировка специализированной

	ремонта скважин	1,04 %, 3) Вода – 95,98% 4) Грунт снятый чистый - 1%			оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки.	организацией для дальнейшего обезвреживания/ восстановления/удаления

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).

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» являются:

Опилки и стружка черных металлов (металлолом)

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит **70,0 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы) образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов.

Количество строительных отходов принимается по факту образования и ориентировочно составит **90,0 т/год**.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Данный вид отхода образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, 1,4 т/год;

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

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

$$M = 0,12 * 1,4 = 0,168 \text{ т/год}.$$

$$W = 0,15 * 1,4 = 0,21 \text{ т/год}.$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 1,4 + 0,168 + 0,21 = \mathbf{1,778 \text{ т/год}}.$$

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп;

T – время работы лампы в году, час;

T_p – нормативный срок службы лампы, час;

Расчет отработанных ртутных ламп представлен в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2 – Расчет образования отработанных ртутных ламп

Наименование ламп	Кол-во установленных ламп для оператора, шт.	Средний ресурс работы лампы, час	Время работы лампы в году, час	Кол-во ртутных ламп подл. утил. за год, шт	Масса одной лампы кг	Масса отработ. ламп, т
1	2	3	4	5	6	7
ЛБ-40	70	10000	5004	15	0,215	0,0032
ЛБ-20	120	7500	5004	50	0,215	0,0108
ДРЛ-125	55	10000	5004	20	0,215	0,0043
Энергосберегающие Е-27	30	10000	5004	10	0,215	0,0022
ИТОГО	275	-	-	95	-	0,0205

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Данные отходы образуются при проведении сварочных работ.

Количество образования огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

M_{ост} – фактический расход электродов, - 2,0 т/год;

α – остаток электрода 0,015.

$$N = 2,0 * 0,015 = \mathbf{0,03 \text{ т/год}}$$

Медицинские препараты (медицинские отходы) образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

$$N_m = H_m * N * n,$$

где: N_m – количество медицинских отходов, т

H_m – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, чел;

N – количество посещений медпункта работником в год.

$$N_m = 0,0001 * 165 * 3 = \mathbf{0,0495 \text{ т/год.}}$$



Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО) с учетом смета с территории)

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Расчет образования ТБО производится по формуле:

$$G = n * q * \rho, \text{ т/год}$$

n - численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел} \cdot \text{год}$;

ρ – плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$.

$$G = 165 * 1,06 * 0,25 = 43,725 \text{ т/год.}$$

Норма образования смета с территории определяется исходя из:

Площади убираемых территорий – $S \text{ м}^2$ (898 м^2). Нормативное количество смета – $0,005 \text{ т}/\text{м}^2 \text{ год}$. Количество отхода определяется по формуле:

$$M = S * 0,005, \text{ т/год.}$$

$$M = 898 * 0,005 = 4,49 \text{ т/год.}$$

$$M_{\text{общ}} = 43,725 + 4,49 = \mathbf{48,215 \text{ т/год.}}$$

Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи).

Норма накопления пищевых отходов от столовой составляет - $0,0001 \text{ м}^3$ при средней плотности $0,30 \text{ т}/\text{м}^3$.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$$M_{\text{н.о}} = 0,0001 * m * N * k;$$

где:

$M_{\text{н.о}}$ – 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.

$$M_{\text{н.о}} = (0,0001 * 165 * 12 * 365) * 0,3 = \mathbf{21,681 \text{ т/год.}}$$

Отходы производства и потребления будут собираться в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов, и по мере накопления будут вывозиться на договорной основе специализированной организацией в согласованные места хранения и переработки или 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».

На территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» нет полигонов для хранения и утилизации отходов. В связи с отсутствием на участке собственного полигона для захоронения 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.

Ориентировочные лимиты накопления отходов производства и потребления в период разработки месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.3.

Таблица 1.9.1.3 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	-	231,774
в том числе отходов производства	-	161,878
отходов потребления	-	69,896
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	-	0,0205
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	1,778
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	48,215
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	-	21,681
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	-	70,0
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	-	0,03
Медицинские препараты (медицинские отходы)	-	0,0495
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	-	90,0
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Более точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» будут

уточняться в рамках «Программы управления отходами (ПУО) для объектов месторождения Каратурун Морской» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

В рамках «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы образования отходов при строительстве и испытании 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Каратурун Морской проектной глубиной 1200 метров» и ОВОС к нему (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Мангистауской области № KZ64VCZ00459116 от 27.09.2019 года), составит:

- При подготовке буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-30C и испытании скважины буровой установкой А-50 (AP32/40M) - **498,2722 тонн**, из них буровой шлам - 155,155 тонн, отработанный буровой раствор - 337,220 тонн, промасленная ветошь - 0,0318 тонн, отработанные масла - 1,1054 тонн, металлолом – 1 тонна, огарки сварочных электродов - 0,0018 тонн, тара из-под химических реагентов - 1,9813 тонн, протекторы обсадных труб (металлические) - 0,2282 тонн, протекторы обсадных труб (пластиковые) - 0,4518 тонн, твердо-бытовые отходы - 1,097 тонн.
- При подготовке буровой площадки, при буровых работах буровой установкой МБУ-125 (Р-80) и испытании скважины буровой установкой А-50 (AP32/40M) - **497,3470 тонн**, из них буровой шлам - 155,155 тонн, отработанный буровой раствор - 337,220 тонн, промасленная ветошь - 0,0318 тонн, отработанные масла – 0,1804 тонн, металлолом – 1 тонна, огарки сварочных электродов - 0,0016 тонн, тара из-под химических реагентов - 1,9813 тонн, протекторы обсадных труб (металлические) - 0,2282 тонн, протекторы обсадных труб (пластиковые) - 0,4518 тонн, твердо-бытовые отходы - 1,097 тонн.

Таблица 1.9.1.4 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Каратурун Морской

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**	Количество отходов, т/год*
	Добывающие	
1 вариант разработки		
2026	-	-
2027	-	-
2028	-	-
2029	-	-
2 вариант разработки		
2026	4	1993,0888
2027	4	1993,0888
2028	-	
2029	-	-
3 вариант разработки - рекомендуемый		
2026	4	1993,0888
2027	6	2989,6332
2028	-	-
2029	-	-

Примечание: * - Ориентировочное количество образования отходов при бурении скважин принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Групповым техническим проектом на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Каратурун Морской проектной глубиной 1200 метров» и ОВОС к нему (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Мангистауской области № KZ64VCZ00459116 от 27.09.2019 года); ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.2, 1.5.3.4, 1.5.3.6)

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания добывающих скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» принципами управления отходами.

ТОО «Бузачи Нефть» 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 «Бузачи Нефть» 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.

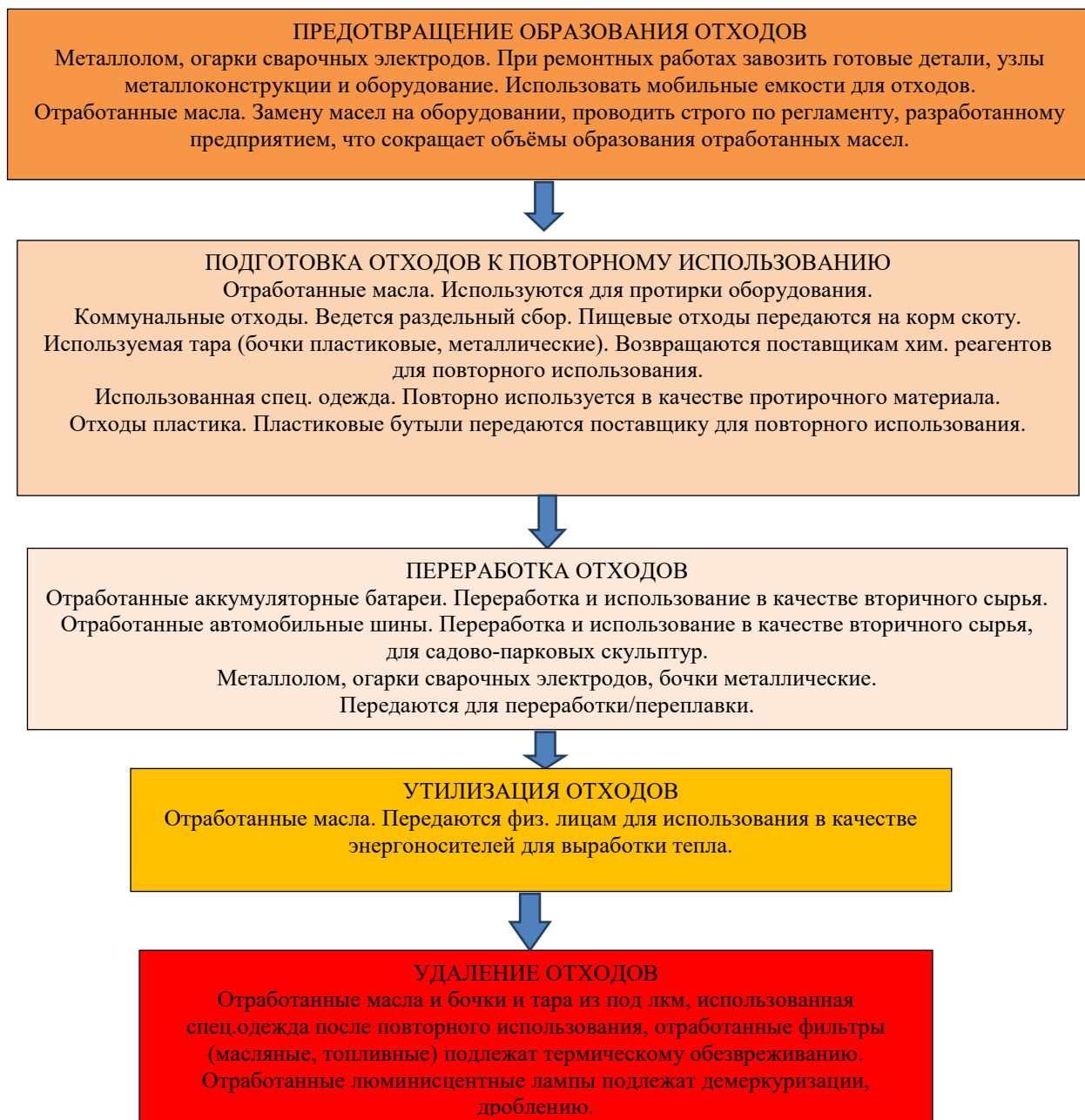


Рисунок 1.9.1.1 - Принцип иерархии отходов

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

Под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домовых хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Все образующиеся отходы, 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 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.

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.

Организация системы управления отходами, охватывающая процессы обращения с отходами на всех объектах, включает следующие этапы:

- разработка и утверждение распорядительных документов по вопросам распределения функций и ответственности за деятельность в области обращения с отходами (включая учет и контроль);
- разработка и утверждение документации предприятия в области обращения с отходами (включая разработки программы управления отходами и паспортов на опасные отходы);
- оборудование площадок (мест) временного хранения отходов с их соответствием нормативным экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям;
- подготовка и оформление договоров на прием-передачу отходов со специализированными организациями (полигонами) с целью их размещения, утилизации, обезвреживания и использования и т. д.

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.

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 Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утвержден 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.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314), все 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.

При реализации проектных решений 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 в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов и вывоза специализированными организациями на договорной основе в согласованные места временного хранения или утилизации.

При реализации проектных решений должна применяться 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.

Складирование 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 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 складироваться 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.

Основными принципами при производстве работ являются: охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия и в этой связи при выполнении буровых операций будут проводить комплексную переработку и утилизацию отходов в целях поддержания чистоты на территории участка проведения работ.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- животный мир.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- ✓ 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;

Основные методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами и достигаемый результат представлены в таблице 1.9.3.1.

Таблица 1.9.3.1 - Методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами

Метод	Основные положения	Достижимый результат
Предварительное планирование	- Идентификация видов, источников, ориентировочных объемов образования отходов - Идентификация требований законодательных актов в части обращения с отходами - Разработка документации по нормированию образования отходов - Разработка мероприятий по предупреждению техногенного воздействия отходов на окружающую среду	- Соблюдение требований природоохранного законодательства - Снижение негативного воздействия при разведочных работах - Повышение экономической эффективности производства, контроль объемов образования - Снижение уровня воздействия на окружающую среду
Надлежащая организация хозяйственного и технического обслуживания	- Профилактическое техобслуживание оборудования и поддержание оборудования в должном порядке и чистоте - Использование поддонов для сбора стоков или утечек из оборудования - Удаление всех видов отходов с производственных участков после завершения работ проведение ремонта оборудования на непроницаемых поверхностях и покрытиях - Хранение химреагентов и материалов в помещениях, защищенных от воздействия природных явлений, имеющих вторичную изоляцию в виде водонепроницаемых берм и бордюров. Емкости должны иметь маркировку для облегчения идентификации без вскрытия.	- Снижение вероятности утечек, разлива топлива, масла, химреагентов и т.д. - Снижение объемов образования загрязненного грунта, а также объемов материалов, непригодных для последующего использования и относимых к отходам (отработанные масла и т.д.) - Снижение расходов на управление отходами и очистку загрязненного грунта и сточных вод
Рациональное водопользование	- Использование замкнутой системы циркуляции - Использование попутных вод при опрессовке трубопроводов, емкостей и оборудования - Сбор и очистка всех видов сточных вод и их повторное использование - Использование малообъемных насадок высокого давления на шлангах промывки оборудования	- Снижение объемов водопотребления - Снижение объемов образования жидких отходов
Управление материально-техническими запасами	- Приобретение всех материалов в необходимое время и в нужном количестве. Особенно важно при работе с химреагентами и материалами непродолжительного срока годности - Закупка по возможности неопасных материалов подлежащих вторичной переработке и утилизации - Использование штрихового кода для отслеживания использования материалов в целом по предприятию, их внутреннего обмена между подразделениями предприятия - исключение приобретения химреагентов без фабричной упаковки	- Снижение объемов образования отходов - Снижение расходов на управление отходами - Сокращение эксплуатационных расходов - Предупреждение россыпи, разливов химреагентов при транспортировке и хранении
Замещение продукции	-Использование в технологических процессах нетоксичных или малотоксичных реагентов и материалов вместо веществ с высоким классом токсичности	- Снижение токсичности отходов

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов.

Оценивая ущерб окружающей среде, при образовании отходов производства и потребления, можно констатировать, что негативное воздействие от их образования

минимальное и кратковременное, так как учтены все негативные моменты и проведение мер по их устранению. Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение.

В целом же воздействие отходов производства и потребления на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды незначительны, природа полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия разработки месторождения выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (2-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации отходов должна быть налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Для этого должно быть обеспечено четкое функционирование журнальной системы с использованием специальных форм накладных для отходов трех видов – отходы бурения и нефтечистого материала, производственные отходы иных типов (в том числе металлолома) и бытовые отходы.

В накладных должны фиксироваться все транспортные операции по перемещению отходов с указанием объемов и даты забора в месте образования и, соответственно, сдачи в места постоянного и временного складирования. Внедрение подобной системы облегчит обращение с бытовыми и промышленными отходами, а также взаимодействие с контролирующими органами. В связи с этим внутренние формы учета должны быть максимально приближены к формам, направляемым для получения ежегодных разрешений на размещение отходов и облегчать их заполнение.

На контрактной территории нет собственных полигонов для размещения отходов производства и потребления. Все отходы, как твердые промышленные, так и твердо-бытовые отходы временно будут складироваться в специальные емкости, для каждого вида отхода, и по мере накопления вывозится с месторождения сторонней организацией на договорной основе на места временного хранения или утилизации.

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 «Бузачи Нефть» была разработана «Программа управления отходами (ПУО) для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.» 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

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения. В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км², что составляет 6,1% от общей территории Казахстана.

Мангистауская область расположена к востоку от Каспийского моря на плато Мангышлак (Мангистау), граничит на северо-востоке с Атырауской и Актюбинской областями, на юге - с Туркменией и на востоке - с Республикой Каракалпакстан в составе Республики Узбекистан.

Мангистауская область - промышленный регион, здесь добывают 25 % нефти Казахстана (почти 20 млн. тонн), проходит нефтепровод Актау – Жетыбай - Узень.

В области расположены 3 города, 4 сельских района, 8 поселков и 28 аульных и сельских округов. Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2413 км.

Мангистауский район - административный район в центральной части Мангистауской области. Районный центр - село Шетпе, находится в 108 км к северо-востоку от города Актау. В состав района входят 12 сельских округов: Шетпинский, Актюбинский, Акшымрауский, Жармышский, Жынгылдинский, Кызанский, Ондынский, Отпан, Сайотесский, Тущыкудукский, Шайырский, Шебирский.

Общая площадь административного района составляет – 4701832 гектаров.

2.2 Социально – экономическое положение региона

Основные экономические показатели

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 января 2026 г. составила 819,6 тыс. человек, в том числе 383,7 тыс. человек (46,8%) - городских, 435,9 тыс. человек (53,2%) - сельских жителей. Естественный прирост населения в январе-декабре 2025г. составил 13737 человек (в соответствующем периоде предыдущего года - 15937 человек).

За январь-декабрь 2025 г. число родившихся составило 17145 человек (на 12% меньше чем в январе-декабре 2024 г.), число умерших составило 3409 человек (на 3,8% меньше чем в январе-декабре 2024г.). Сальдо миграции положительное и составило - 762 человека (в январе-декабре 2024 г. - 2585 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 3434 человек (3715), во внутренней - отрицательное сальдо - -2672 человек (-1130).

Труд и доходы

Численность безработных в IV квартале 2025г. составила 19,5 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных на 1 февраля 2026г. составила 20081 человек, или 5,1% к численности рабочей силы.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе 2026г. составил 257588 млн. тенге в действующих ценах, что на 4,3% больше, чем в январе 2025г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства увеличились на 3,6%, в обрабатывающей промышленности увеличились на 0,8%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечено увеличение на 13,6%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений увеличились на 14,5%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе 2026г. составил 2190,4 млн. тенге, или 117,5% к январю 2025г.

Объем грузооборота в январе 2026г. составил 3004,22 млн.ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 104% к январю 2025г.

Объем пассажирооборота в январе 2026г. составил 526,4 млн.пкм, или 91,6% к январю 2025г.

Объем строительных работ (услуг) составил 9278млн.тенге, или 102,1% к январю 2025г.

В январе 2026г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 36,9% и составила 16,7 тыс. кв. м. При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов увеличилась - на 36,9% (16,7 тыс. кв. м).

Объем инвестиций в основной капитал в январе 2026г. составил 39161,8млн.тенге, или 62,8% к январю 2025г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 февраля 2026г. составило 18916 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 6,6%, в том числе 18522 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 16128 единиц, среди которых 15734 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16691 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 7,4%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2025г. составила текущих ценах 4073560,4 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2024г. реальный ВРП увеличился на 11,4%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 52,1%, услуг 38,1%.

Индекс потребительских цен в январе 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. составил 101%.

Цены на продовольственные товары выросли на 1,1%, непродовольственные товары - на 1%, платные услуги для населения - на 0,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в январе 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. снизились на 3,9%.

Объем розничной торговли в январе 2026г. составил 27695,3 млн. тенге, или на 1,4% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе 2026г. составил 39609,3 млн.тенге, или на 0,7% больше соответствующего периода 2025г.

По предварительным данным в январе-декабре 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 207,9 млн. долларов США и по сравнению с январем-декабром 2024г. уменьшилась на 7,3%, в том числе экспорт - 18 млн. долларов США (на 32,4% меньше), импорт - 189,9 млн. долларов США (на 3,9% меньше).

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Санитарно-эпидемиологическая обстановка в Мангистауской области в 2025–2026 годах характеризуется как в целом стабильная и контролируемая, при наличии напряжённости по отдельным инфекционным заболеваниям, преимущественно управляемым средствами специфической профилактики.

Численность населения области составляет 819,6 тыс. человек, с устойчивым естественным приростом населения. В 2025 году зарегистрировано:- рождаемость - 17 146 случаев;- смертность - 3 409 случаев; естественный прирост - 13 737 человек.

Инфекционная заболеваемость населения.

Корь. В 2025 году в Мангистауской области зарегистрировано 174 подозрительных случая кори, 81 лабораторно подтверждённый случай. За аналогичный период 2026 года 131 подозрительный случай, 71 подтверждённый случай, что превышает показатели предыдущего года в среднем в 1,6 раза. Более 80% заболевших составили дети до 14 лет. Основным фактором распространения инфекции является недостаточный охват профилактической вакцинацией (около 31% по отдельным группам населения).

Острые респираторные вирусные инфекции и грипп. В эпидемический сезон 2025 года зарегистрировано 161 605 случаев ОРВИ с начала эпидсезона, до 21 927 случаев в неделю в период сезонного подъёма заболеваемости. Доля детского населения среди заболевших превышает 50%. Тяжёлых эпидемиологических осложнений и чрезвычайных ситуаций не зарегистрировано.

Острые кишечные инфекции. В 2025 году отмечались локальные групповые случаи острых кишечных инфекций, включая вспышку пищевого отравления с числом пострадавших 141 человек. Причинами явились нарушения санитарно-гигиенических требований при организации питания. По результатам расследований проведены противоэпидемические мероприятия и усилен санитарный контроль объектов питания.

Туберкулёз. Эпидемиологическая ситуация по туберкулёзу остаётся стабильной. Отмечается устойчивая тенденция к снижению заболеваемости и смертности в рамках реализации государственных противотуберкулёзных программ. Проводятся ежегодные профилактические осмотры населения и флюорографическое обследование групп риска.

COVID-19. В 2025–2026 годах заболеваемость COVID-19 регистрируется на уровне сезонных респираторных инфекций. Массовых вспышек и ограничительных мероприятий на территории области не отмечалось.

Санитарно-профилактические мероприятия. В отчётный период на территории области осуществлялись государственный санитарно-эпидемиологический контроль объектов окружающей среды, вакцинация населения согласно Национальному календарю профилактических прививок, лабораторный мониторинг факторов среды обитания, контроль качества питьевой воды, атмосферного воздуха и объектов питания, санитарно-просветительная работа среди населения.

Санитарно-эпидемиологическая оценка территории. По результатам анализа установлено санитарно-эпидемиологическая обстановка территории является удовлетворительной, эпидемиологические риски носят преимущественно сезонный характер, наибольшую значимость представляет заболеваемость корью вследствие недостаточного уровня иммунизации, показатели инфекционной заболеваемости не препятствуют реализации хозяйственной деятельности при соблюдении санитарных норм и природоохранных мероприятий.

Санитарно-эпидемиологическое состояние Мангистауской области в 2025–2026 годах оценивается как стабильное, контролируемое органами санитарно-эпидемиологического надзора и соответствующее условиям размещения и эксплуатации проектируемых объектов при соблюдении требований экологического и санитарного законодательства Республики Казахстан.

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 кипящую 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 «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской» 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 Каратурун Морской приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Каратурун Морской

№	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2025-2044	2025-2042	2025-2042	2025-2032	2025-2033	2025-2034
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	1 099,8	1 361,1	1 404,0	861,6	1 099,6	1 183,5
3	Суммарная добыча газа, млн.м3	34,4	42,9	44,5	26,8	34,5	37,3
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	1 092,1	1 351,6	1 394,2	855,6	1 091,9	1 175,2
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	486 012,5	613 737,6	633 685,8	282 882,0	383 138,5	428 364,7
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	538 521,8	543 743,3	551 527,9	231 889,0	287 805,6	327 381,0
6.1	Альтернативный налог, млн.тенге	169 595,4	158 167,0	158 167,0	57 365,9	69 655,4	81 880,3
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	5 254,6	5 153,6	5 246,0	2 519,8	3 029,9	3 357,3
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	55 818,8	70 490,4	72 781,8	32 485,4	44 001,8	49 196,8
6.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге	53 819,3	69 303,0	71 908,5	31 409,5	43 232,7	49 159,6
7	Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну	490,4	402,5	396,3	269,7	265,1	280,5
8	Капитальные вложения, млн.тенге	842,0	4 074,0	4 870,1	490,8	3 725,8	4 621,7
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	-53 465,3	62 588,5	74 395,0	62 226,7	103 611,1	109 401,8
10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	12 605,1	20 722,2	22 406,0	12 605,1	20 722,2	22 406,0
11	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	-65 114,4	49 272,0	59 751,9	38 387,8	74 610,7	78 577,7
12	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	76 179,7	93 251,7	95 599,9	81 854,6	94 618,9	96 849,9
13	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	31,0	36,0	36,5	31,5	36,0	36,5
14	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	1	1	1	1	1	1
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	80 371,8	103 496,0	107 897,4	51 075,0	72 054,5	80 452,6
16	КИН, доли ед.	0,381	0,425	0,432	0,341	0,381	0,395

В период разработки месторождения 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 приводятся в таблицах 1.8.1.2.2-1.8.1.2.4 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **3 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 и 2 варианту разработки месторождения, так и по 3 варианту (рекомендуемый) 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 – 20 лет (2025 – 2044гг.);

2 вариант – 18 лет (2025 – 2042гг.);

3 вариант – 18 лет (2025-2042гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. За 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 по вариантам составил:

Вариант 1 – 8 лет (2025 – 2032 гг.);

Вариант 2 – 9 лет (2025 – 2033 гг.);

Вариант 3 – 10 лет (2025 – 2034 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за рентабельный (прибыльный) период по вариантам составляет:

1 вариант – 861,6 тыс.тонн;

2 вариант – 1 099,6 тыс.тонн;

3 вариант – 1 183,5 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти в третьем варианте на 27,2% больше, чем в первом варианте и на 7,1% больше, чем во втором варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции, за прибыльный период, в ценах с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 282 882,0 млн.тенге;

2 вариант – 383 138,5 млн.тенге;

3 вариант – 428 364,7 млн.тенге.

Суммарная выручка от реализации продукции в третьем варианте на 34,0% больше чем в первом варианте и на 10,6% больше, чем во втором варианте.

Объем необходимых инвестиций, без учета НДС, при расчете в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составил:

1 вариант – 490,8 млн.тенге;

2 вариант – 3 725,8 млн.тенге;

3 вариант – 4 621,7 млн.тенге.

Объем инвестиций в третьем варианте на 89,4% больше чем в первом варианте и на 19,4% больше, чем во втором варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют:

1 вариант – 231 889,0 млн.тенге;

2 вариант – 287 805,6 млн.тенге;

3 вариант – 327 381,0 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты в третьем варианте на 29,2% больше чем в первом варианте и на 12,1% больше, чем во втором варианте.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов за прибыльный период в ценах с учетом инфляции составили:

1 вариант – 51 075,0 млн.тенге;

2 вариант – 72 054,5 млн.тенге;

3 вариант – 80 452,6 млн.тенге.

Суммарные выплаты Государству в третьем варианте на 36,5% больше чем в первом варианте и на 10,4% больше, чем во втором варианте.

Накопленная чистая прибыль за прибыльный период в ценах с учетом инфляции составила:

1 вариант – 38 387,8 млн.тенге;

2 вариант – 74 610,7 млн.тенге;

3 вариант – 78 577,7 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль в третьем варианте на 51,1% больше чем в первом варианте и на 5,0% больше, чем во втором варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту по вариантам за рентабельный (прибыльный) период, в ценах без учета инфляции, составляет

1 вариант – 31,5%;

2 вариант – 36,0%;

2 вариант – 36,5%.

Значение ВНП больше 10%, что говорит о рентабельности варианта разработки.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), за рентабельный (прибыльный) период, при ставке дисконта 10%, в ценах без учета инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 81 854,6 млн.тенге;

2 вариант – 94 618,9 млн.тенге

3 вариант – 96 849,9 млн.тенге

Накопленный дисконтированный поток наличности в третьем варианте на 15,5% больше чем в первом варианте и на 2,3% больше, чем во втором варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 0,341 доли ед.;

2 вариант – 0,381 доли ед;

3 вариант – 0,395 доли ед;

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

- ❖ наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по третьему варианту. Чистая приведенная стоимость в третьем варианте на 15,5% больше чем в первом варианте и на 2,3% больше, чем во

втором варианте. Основным показателем, характеризующим эффективность проекта, является значение накопленного дисконтированного потока денежной наличности (Чистой приведенной стоимости, NPV).

- ❖ наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по третьему варианту. Накопленная чистая прибыль в третьем варианте на 51,1% больше чем в первом варианте и на 5,0% больше, чем во втором варианте;
- ❖ наибольшее значение суммарных выплат Государству приходится по первому варианту. Суммарные выплаты Государству в третьем варианте на 36,5% больше чем в первом варианте и на 10,4% больше, чем во втором варианте.

Таким образом, **третий вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.**

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Каратурун Морской для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *три расчётных варианта*.

Предусмотренные варианты различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также использованием скважин существующего фонда. Разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)

Проектный (расчетный) период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2025-2044 гг.
- 2 вариант разработки - 2025-2042 гг.
- 3 вариант разработки (рекомендуемый) – 2025-2042 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2025-2032 гг.
- 2 вариант разработки - 2025-2033 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2025-2034 гг.

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

Для разработки месторождения Каратурун Морской в 1-м, во 2-м и 3-ем варианте разработки нефтяных залежей планируется разрабатывать месторождение на режиме истощения пластовой энергии с учетом фактического состояния разработки.

4.3 Различная последовательность работ

В Проекте разработки месторождения Каратурун Морской рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин из которых рекомендуемым является 3 вариант разработки месторождения.

Основные положения:

1 вариант – базовый, разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- для эксплуатации I (возвратный) объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен вывод 1 скважины (1) из бездействия и перевод 2 (132, 133) оценочных скважин под добычу в 2027 г., перевод 1 (125) добывающей скважины со II объекта под добычу и перевод 1 (121) добывающей скважины с III объекта в 2030 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – бурение не предусмотрено, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 34 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – бурение скважин не предусмотрено. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116) со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 30 ед.

2 вариант – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 5 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 1 скважина, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 43 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116) со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

3 вариант (рекомендуемый) – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 7 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 3 скважины, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 45 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод

11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

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

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Каратурун Морской, ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающей 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

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

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 скважин по рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – бурение скважин не предусмотрено
- 2 вариант разработки – количество скважин – 8 ед., 2026-2027 гг.;
- 3 вариант разработки (рекомендуемый) – количество скважин – 10 ед., 2026-2027 гг.;

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)

Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья. Население занимается в основном животноводством.

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 2025 году был произведен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.04.2025 г.», утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2772-25-У от 22.10.2025 г.), в связи с получением новой информации по результатам бурения 20 новых скважин. Вновь пробуренные скважины вскрыли продуктивные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований, при этом в некоторых случаях подтверждая их результатами освоения. Кроме того, по результатам бурения новых скважин в большинстве горизонтов произошло увеличение площади продуктивности на северо-западе и юго-востоке.

В целом по месторождению утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворённого в ней газа составили 6005/1725 тыс. т и 181,7/53,5 млн. м³, из них:

нефти:

категории В – 2257/1023 тыс. т.,

категории C₁ – 3715/1304 тыс. т.,

категории C₂ – 1289/189 тыс. т.

растворенного газа:

категории В – 73,0/33,0 млн. м³

категории C₁ – 114,1/40,7 млн. м³

категории C₂ – 36,2/5,3 млн. м³

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы газа газовых шапок в целом по месторождению составили 132,8/132,8 млн. м³ (таблица 3.1.2), из них:

газа газовой шапки:

категории C₁ – 90,9/90,9 млн. м³

категории C₂ – 41,9/41,9 млн. м³.

На основе «Пересчета запасов нефти месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.».

В «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения 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.

Для эксплуатации месторождения Каратурун Морской рассмотрены ***три варианта разработки 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 **третий вариант разработки 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 3-й (рекомендуемый) вариант разработки 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

В 2025 году был произведен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.04.2025 г.», утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2772-25-У от 22.10.2025 г.), в связи с получением новой информации по результатам бурения 20 новых скважин. Вновь пробуренные скважины вскрыли продуктивные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований, при этом в некоторых случаях подтверждая их результатами освоения. Кроме того, по результатам бурения новых скважин в большинстве горизонтов произошло увеличение площади продуктивности на северо-западе и юго-востоке.

В целом по месторождению утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворённого в ней газа составили 6005/1725 тыс. т и 181,7/53,5 млн. м³, из них:

нефти:

категории В – 2257/1023 тыс. т.,

категории C₁ – 3715/1304 тыс. т.,

категории C₂ – 1289/189 тыс. т.

растворенного газа:

категории В – 73,0/33,0 млн. м³

категории C₁ – 114,1/40,7 млн. м³

категории C₂ – 36,2/5,3 млн. м³

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы газа газовых шапок в целом по месторождению составили 132,8/132,8 млн. м³ (таблица 3.1.2), из них:

газа газовой шапки:

категории C₁ – 90,9/90,9 млн. м³

категории C₂ – 41,9/41,9 млн. м³.

На основе «Пересчета запасов нефти месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.».

Проект разработки месторождения Каратурун Морской выполнен 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 «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.04.2025 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.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), Е (частично) расположенного в Мангистауской области.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»: 1. СШ 45°23'40", ВД 52°09'18"; 2. СШ 45°24'24", ВД 52°11'43"; 3. СШ 45°23'52", ВД 52°12'20"; 4. СШ 45°23'24", ВД 52°12'14"; 5. СШ 45°22'57", ВД 52°09'47";

Площадь горного отвода составляет 6,163 км². Глубина отвода – до подошвы юрских отложений.

Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197

км. В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Обеспечение минеральными и сырьевыми ресурсами:

- Технологическое и энергетическое топливо – попутно-нефтяной газ.
- Электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы.
- Тепло – котельные установки.
- Вода – привозная по договору.

Источниками водоснабжения являются:

- техническая вода, получаемая по договору;
- питьевая (пресная) вода, получаемая по договору;
- бутилированная вода питьевого качества, получаемая по договору.

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 Каратурун Морской находится на удаленном расстоянии от жилой зоны. Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

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.

Месторождение Каратурун Морской расположено в северо-западной части полуострова Бузачи в пределах Прикаспийской низменности. Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных слоистых озерно-морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки и луговые засоленные приморские почвы, менее распространены бурые засоленные почвы и пески мелкобугристые. Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв

являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малое количество осадков, высокие летние температуры, определившие преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья.

Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля. Основным источником засоления служат почвообразующие породы, представленные морскими засоленными отложениями, а также соли, поступающие от минерализованных грунтовых вод.

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)

Месторождение Каратурун Морской расположено в северной прибрежной части полуострова Бузачи. В гидрогеологическом отношении относится к северной части Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, где получили распространение водоносные и водоупорные горизонты и комплексы во вскрытых отложениях от современных до триасовых включительно. По состоянию на 01.04.2025 г свойства и состав воды, изучены по 8 исследованиям из 8 скважин: Э-9, ЭР-16, ЭР-18, 33, 34, 37, 108, 126 месторождения Каратурун Морской. Анализы проб пластовой воды получены из юрских отложений. Основная часть исследований была выполнена в аккредитованном лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бария, стронцию и железу.

Юрские отложения

Воды юрского горизонта изучены по результатам исследований 8 проб из 8 скважин:

Э-9, ЭР-16, ЭР-18, 33, 34, 37, 108, 126. Результаты проведенных химанализов показывают, что воды юрских горизонтов относятся к крепким рассолам. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 142 г/дм³ до 193 г/дм³, в среднем составляя 174,5 г/дм³ при плотности 1,119 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне от 39858 до 64066 мг/дм³, в среднем составляя 55948 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне от 7214,4 до 8416,8 мг/дм³, в среднем составляя 8186,34 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1763,2-5350,4 мг/дм³, в среднем составляя 2519,4 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 89487,9-118743,5 мг/дм³, в среднем составляя 107782,2 мг/дм³, SO₄²⁻ не обнаружено, HCO₃ изменяется в диапазоне от 36,6 до 122 мг/дм³, в среднем составляя 57,59 мг/дм³. Жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, находится в диапазоне от 560 до 800 мг-экв/дм³, что соответствует пятой группе общей жесткости, т.е. воды являются очень жесткими, в среднем составляет 619 мг-экв/дм³. При pH<5,53 по кислотно-щелочным свойствам вода характеризуется как кислая с переходом в слабокислые. Из микрокомпонентов определены: железо, барий и стронций. Содержание Fe_{общ} находится в диапазоне от 42,4 до 98,4 мг/дм³, в среднем составляя 60,64 мг/дм³, I – варьирует в диапазоне 0,63-42,3, в среднем составляя 9,2 мг/дм³, Br – варьирует в диапазоне 204,8-265, в среднем составляя 249,3 мг/дм³, Ba – варьирует в диапазоне 131,1-418,87 мг/дм³, в среднем составляя 285 мг/дм³, Sr – изменяется в диапазоне 35,52-341,76 мг/дм³, в среднем составляя 162,14 мг/дм³.

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 на месторождении не предусматривается.

Согласно «Проекта НДС загрязняющих веществ в пластовых и производственных сточных водах, закачиваемых в нагнетательную скважину Э-3, расположенную на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ18VCZ03302432 от 04.08.2023 года. Разрешение на специальное водопользование № KZ27VTE00193706 от 31.08.2023 г. Серия Кас. море. Срок действия разрешения до 31.12.2026 года.) источниками образования сточных вод являются:

- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Морской;
- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Восточный;
- загрязненная техническая волжская вода после подготовки (очистки и обессоливания) добываемой сырой нефти, которая становится производственными сточными водами. Подача Волжской технической воды осуществляется в соответствии с договором ТОО «Магистральный водовод». Свежая техническая вода используется для обессоливания нефти (путём смешения пресной воды с сырой нефтью).

Система подготовки пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод перед закачкой через нагнетательную скважину Э-3:

Волжская вода из магистрального водовода поступает на УПН на месторождении Каратурун Морской. На УПН пресная волжская вода смешивается с нефтью для обессоливания, в результате чего пресная вода загрязняется, насыщаясь взвешенными веществами и солями из нефти. Сырая нефть становится обессоленной, а волжская вода становится производственными сточными водами с содержанием солей и взвешенных веществ. Таким образом, образуется сточная вода, состоящая из трех источников: попутно добытая вода с месторождения Каратурун Морской, попутно добытая вода с месторождения Каратурун Восточный и загрязненная солями и взвешенными веществами волжская вода. Производственные сточные воды с ПСН поступают в РВС, где происходит отстаивание смеси производственных сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3.

Отделившееся в отстойниках небольшое количество нефти поступает в дренажную емкость, оттуда откачивается насосом НВЕ-50/50 в нефтепровод на ПСН. Отстоянная смесь

пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод насосами (ГНК5А-250-1000 – 2 ед.) закачивается через нагнетательную скважину Э-3 по выпуску №1 Ø 323,9 мм.

Объект сброса промышленных сточных вод расположен на территории Мангистауской области в северо-западной части полуострова Бузачи, в 30 км к восток – северо – востоку от месторождения Каламкас, в районе месторождений Каратурун Морской и Каратурун Восточный, и с севера ограничен заливом Мертвый Култук (ранее залив Комсомолец). Площадка скважины Э-3 для сброса промышленных сточных вод расположена на расстоянии в 2200 метров от Каспийского моря, от месторождения Каратурун Морской в 3700 метров и от месторождения Каратурун Восточный в 12393 метров.

В соответствии с Протоколом №2261-20-А заседания ГК по экспертизе недр от 29.12.2020 года на сброс сточных вод на Контрактной территории ТОО «Бузачи нефть» разрешается закачка сточных вод до 2038 года в объеме 4634,1 тыс.м³.

Для сброса производственных (технологических) сточных вод на контрактной территории, по степени изоляции, определены и приняты два горизонта Ю-II и Ю-V, которые располагаются в следующих интервалах каротажных глубин: Ю-II - в интервале 986,3-991 м и 1001,4 -1004,2 м и Ю-V -1069,8-1072,2 м, 1080,5 -1086 м, 1086,7-1087,5 м. Нефтяные залежи на участке Каратурун Морской приурочены к юрским горизонтам, то сточные воды имеют состав и свойства, близко к пластовым попутно добытым водам.

Согласно ЭК РК статье 216 пункт 5 Сброс сточных вод в недра запрещается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необводненные подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не могут быть использованы для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства. Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией.

Запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, неочищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

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 Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» 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 Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 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 Каратурун Морской 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 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. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
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 Каратурун Морской (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 3-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Технология внутринефтепромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

По 1 варианту разработки – Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 58 источников выбросов, из них 40 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

По 2 варианту разработки – Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 58 источников выбросов, из них 40 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

По 3 варианту разработки (рекомендуемый) – Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 58 источников выбросов, из них 40 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

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

❖ 1 вариант разработки

- ✓ 2026 год – **16,4777815** г/с, **109,86609044** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,4884115** г/с, **111,3187664** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,4884115** г/с, **110,34682544** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,4884115** г/с, **109,35215044** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,4884115** г/с, **109,07685044** т/год.

❖ 2 вариант разработки

- ✓ 2026 год – **16,5203015** г/с, **111,60832144** т/год.

- ✓ 2027 год – **16,5521915** г/с, **114,37787044** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,5521915** г/с, **113,58959544** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,5521915** г/с, **112,45762144** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,5521915** г/с, **112,16301244** т/год.

❖ **3 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – **16,5203015** г/с, **111,60832144** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,5628115** г/с, **114,81607944** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,5628115** г/с, **114,15836044** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,5628115** г/с, **113,00325244** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,5628115** г/с, **112,69325544** т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят диоксид азота, оксид азота, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, Углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Каратурун Морской 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 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 складировуются 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 Каратурун Морской представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	-	231,774
в том числе отходов производства	-	161,878
отходов потребления	-	69,896
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	-	0,0205
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	1,778
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	48,215
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	-	21,681
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	-	70,0
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	-	0,03
Медицинские препараты (медицинские отходы)	-	0,0495
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	-	90,0
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Отходы на месторождении временно складировуются 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 Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» не предусмотрено.

Непосредственно на территории месторождения Каратурун Морской 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 и население

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.

Воздействие возможных аварий на население

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для населения связаны со следующими процессами:

- ❖ открытое фонтанирование скважины;
- ❖ пожары;

- ❖ разгерметизация трубопроводов;
- ❖ разлив нефтепродуктов и тд.

В результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

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.

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.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит также от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями.

Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта – агрессивности среды, коррозионной активности перекачиваемого продукта, применения ингибиторов, электрохимической защиты и т.д.

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 аварии 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.

В таблице 11.3.1 представлены возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации на месторождении.

Таблица 11.3.1 – Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	Розлив нефти	Свищ на трубопроводе, обвязке и корпусах технологических аппаратов	- ограждение опасной зоны; - отключение поврежденного участка; - в случае необходимости отключение оборудования, попавшего в зону аварии; - включение в работу резервного оборудования и восстановление доаварийного режима работы; - немедленная ликвидация проливов нефти на грунт и замасливания оборудования; - тушение пожара силами персонала дежурной смены и вызов боевого пожарного расчета противопожарной службы месторождения;
2	Загорание нефти	При разрыве нефтепровода попадание нефти на горячие поверхности и случайные источники воспламенения	- отключение поврежденного участка; - тушение пожара силами персонала дежурной смены и вызов боевого пожарного расчета противопожарной службы месторождения;
3	Утечка газа	Свищ на трубопроводе, обвязке и корпусах технологических аппаратов	- ограждение опасной зоны; - отключение поврежденного участка; - в случае необходимости отключение оборудования, попавшего в зону аварии; - включение в работу резервного оборудования и восстановление доаварийного режима работы; - ликвидация свища, после замеров на отсутствие газа. - тушение пожара силами персонала дежурной смены и вызов боевого пожарного расчета противопожарной службы месторождения.

В целях оперативного информирования на производстве, своевременного принятия мер по их предупреждению в ТОО «Бузачи Нефть» установлен 2-х уровневый порядок передачи оперативной информации. При возникновении опасной аварийной ситуации, оповещение производится следующими видами сигнализации и связи, задействованными на всех опасных объектах:

- Внутрипромысловая радиосвязь (рации);
- Сотовая связь (Kcell, Beeline);
- Направление оперативного транспорта и специально назначенных лиц (посыльных)

при невозможности использования других видов и каналов связи.

При возникновении аварии лицам, задействованным в аварийных работах необходимо принять меры по ликвидации аварии под руководством ответственного лица, согласно отдельно разработанного ПЛА на объекте. При невозможности ликвидации аварии полномочия по устранению аварии передать аварийно-спасательной службе ДЧС и действовать согласно разработанному плану.

Оперативный план ликвидации аварий на объектах групповой установки ТОО «Бузачи Нефть» представлен в таблице 11.3.2.

После ликвидации аварии Генеральный директор ТОО «Бузачи Нефть» приказом по предприятию создает комиссию для определения объема ремонтно-восстановительных работ, возможности использования технологического оборудования и коммуникаций, выведенных из строя при аварии, а также оформления необходимых документов и разрешения на пуск.

Порядок действий при чрезвычайных и аварийных ситуациях подробно рассмотрен в «Плане ликвидации аварий при добыче нефти и газа на месторождении Каратурун Морской Групповая установка №2».

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 на период разработки месторождения.

Таблица 11.3.2 – Оперативный план ликвидаций аварий на скважинах и объектах групповой установки ТОО «Бузачи Нефть»

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
1	2	3	4	5	6
1. Пропуски нефти и газа через фланцевые, резьбовые соединения на устье скважины, приводящие к невозможности дальнейшей эксплуатации скважин.	Начальник/ Зам. начальника промысла, Начальник НГДУ, Руководства ТОО «Бузачи Нефть»	1. Закрыть отсекающие трубные, шлейфные задвижки, если скважина фонтанная. Если скважин оборудована ПВН остановить ПВН и закрыть центральную и шлейфную задвижку. 2. Поставить в известность начальника/Зам. начальника промысла (в ночное время начальник смены) о случившемся. 3. Подготовить рабочее место и подтянуть шпильки на фланцевых соединениях для ликвидации пропуска. 4. После устранения пропуска, пустить скважину в эксплуатацию и сообщить Начальник/ Зам. начальника промысла 5. При невозможности устранения сообщить и вызвать опер. группу МФ" Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ 6. Ликвидация аварии осуществляется по специальному плану, составленному штабом по ликвидации аварии.	Оператор ДНГ Диспетчер и Оператор ДНГ Механик НПО и слесарь-рем. НПО Начальник смены и Оператор ДНГ Начальник/ Зам. начальника промысла	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - оказать помощь пострадавшим; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии.

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
2. Пропуски нефти и газа через уплотнительное кольцо задвижки (центральной) и тройником	Начальник/ Зам. начальника промысла, Начальник НГДУ, Руководства ТОО «Бузачи Нефть»	- Оповестить сигналом тревоги людей, находящихся в непосредственной близости от места аварии. - Сообщить о случившемся диспетчеру и руководителю объекта. - Произвести оповещение согласно схеме. Вызвать подразделения МФ "Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ и Противопожарную службу - Руководить работами по локализации и ликвидации аварийной ситуации - По указанию начальника остановить винтовой насос и вывесить плакат «НЕ ВКЛЮЧАТЬ. РАБОТАЮТ ЛЮДИ». - Закрыть трубную и отсекающую задвижку на выкидной линии. - Определить место пропуска нефти и газа. - Стравить избыточное давление. - Вызвать бригаду слесарь-ремонтников - Оформить наряд-допуск на проведение огневых или газоопасных работ. - Ликвидировать пропуск. - Сообщить руководству о ликвидации пропуска.	Первый заметивший Оператор ДНГ Диспетчер Начальник промысла Оператор ДНГ Оператор ДНГ Оператор ДНГ Оператор ДНГ Мастер ДНГ Бригада слесарь-ремонтников Механик НПО Мастер ДНГ	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место подразделения АСФ: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - оказать помощь пострадавшим; - выставить посты для ограждения опасной зоны; - принять меры по ликвидации аварии.

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
3. Наличие давление в межколонном пространстве или перелив жидкости через отвод в межколонном пространстве.	Руководство ТОО «Бузачи Нефть» Начальник/ Зам. начальника промысла Главный геолог	1.Сообщить руководству ТОО «Бузачи Нефть» и отдел ПБ и ОТ 2.Остановить скважину, произвести глушение через затрубное пространство. 3.Закрыть отсекающие струнные задвижки. 4. Оценить загазованную зону, установить знаки и запретить движение на территории прилегающей к скважине 5.Вывести персонал из загазованный зоны. 4. Произвести работу бригадой КРС согласно плану работ, пустить скважину в эксплуатацию и сообщить в начальника/Зам. начальника промысла (в ночное время начальник смены)	Диспетчер Оператор ДНГ Полевой геолог Мастер ДНГ Оператор ДНГ Оператор ДНГ Мастер ДНГ Мастер ДНГ Начальник/ Зам. начальника промысла, Полевой геолог	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - оказать помощь пострадавшим; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
4. Сильная утечка нефти и газа на выкидной линии скважин до АГЗУ	Начальник/ Зам. начальника промысла, Начальник НГДУ, Руководства ТОО «Бузачи Нефть»	1. Оповестить сигналом тревоги людей, находящихся в непосредственной близости от места аварии. 2. Сообщить о случившемся диспетчеру и руководителю объекта (начальнику промысла). 3. Вызвать бригаду слесарь-ремонтников 4. Руководить работами по локализации и ликвидации аварийной ситуации. 5. По указанию начальника остановить скважину и повесить. Табличку «НЕ ВКЛЮЧАТЬ. РАБОТАЮТ ЛЮДИ». 6. Закрыть задвижки на АГЗУ и на скважине. 7. Оформить наряд-допуск на проведение огневых или газоопасных работ. 8. Ликвидировать пропуск. 9. Открыть задвижки на АГЗУ и на скважине. 10. Запустить винтовой насос в работу.	Первый заметивший Оператор ДНГ Мастер ДНГ Механик НПО Оператор ДНГ Оператор ДНГ Мастер ДНГ Механик НПО Механик НПО Оператор ДНГ Оператор ДНГ	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - оказать помощь пострадавшим; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии.
5. Открытый фонтан на скважине	Руководство ТОО «Бузачи Нефть» Вызвать опер. группу	1. Сигналом тревоги удалить людей из опасной зоны, остановить все работы на объекте. 2. Сообщить диспетчеру и руководителю объекта.	Оператор ДНГ Мастер ДНГ Мастер ДНГ	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
	МФ "Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ и Противопожарную службу	3. Произвести оповещение согласно схеме. Вызвать подразделения МФ "Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ и Противопожарную службу 4. Закрывать задвижку на выкидной линии. 5. Остановить действующие скважины в радиусе 50м. 6. Огородить аварийную зону и вывесить знаки, запретить движения людей и транспорта на прилегающей территории к скважине. 7. Вызвать энергослужбу для отключения силовых и осветительных линий, которые могут оказаться в аварийной зоне. 8. Произвести обваловку местности. 9. Дальнейшие работы по ликвидации аварии осуществляется по специальному плану.	Начальник/ Зам. начальник Оператор ДНГ Мастер ДНГ Начальник/ Зам. начальник Начальник/ Зам. начальник Начальник/ Зам. начальник	диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - оказать помощь пострадавшим; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии.
6. Пожар/возгорание в операторном помещении ГУ	Руководство ТОО «Бузачи Нефть» Вызвать Противопожарную службу	1. Сигналом тревоги удалить людей из опасной зоны 2. Сообщить диспетчеру и руководителю объекта. 3. Произвести оповещение согласно схеме. Вызвать подразделение Противопожарную службу 4. Обесточить электрооборудование в операторном помещении вводным	Оператор ДНГ Мастер ДНГ Мастер ДНГ Инженер энергетик		При поступлении сигнала подразделения ППС прибыть на место аварии, приступить к тушению пожара. Удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии,

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
		автоматом в распределительном щите. 5. Приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения. 6. Обеспечить встречу пожарной команды, принять участие в тушении пожара. 7. Сообщить руководству компании о ликвидации пожара.	Оператор ДНГ Мастер ДНГ Начальник/ Зам. начальник Начальник/ Зам. начальник	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	оказать помощь пострадавшим, выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц.
7. Утечка или сильный пропуск через фланцевые, сварочные соединения сточного коллектора АГЗУ	Руководство ТОО «Бузачи Нефть» (Далее ТОО «БН») Вызвать Противопожарную службу	1.Сигналом тревоги удалить посторонних из опасной зоны 2.Сообщить диспетчеру и руководителю объекта. Произвести оповещение согласно схеме. 3. Определить место, характер и степень порыва, пропуска, потребность в технике. 4. Сообщить руководство ТОО «БН» 5. Срочно организовать оперативную группу по ликвидации аварий, куда должны входит ППС 6. По прибытию на место аварии необходимо технический сварочный группы, аварийной группы, оперативной группы по ликвидации аварий необходимо ознакомить работников с планом аварийной работы и разъяснить их обязанности определить ответственных лиц по выполнении тех или иных аварийных работ.	Мастер ДНГ Мастер ДНГ Начальник/ Зам. начальник Начальник/ Зам. начальник Начальник/ Зам. начальник Начальник/ Зам. начальник Главный инженер Начальник НГДУ	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии.

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
		7. Все оперативные организационные вопросы. Связанные с остановкой части промысла /если необходимо-полной остановки/ решает оперативная группа по ликвидации аварий. 8. По ходу ликвидации аварий необходимо через каждый 2-3 часа докладывать руководство ТОО «Бузачи Нефть» обходе проведения аварийных работ.	Главный инженер Начальник НГДУ Главный инженер Начальник НГДУ		
8. Разгерметизация или сильные пропуски нефти через фланцевые, сварочные соединения на Буферной емкости (далее БЕ) 8.1.Разгерметизация или сильные пропуски нефти через фланцевые, сварочные соединения на Трёхфазного сепаратора (далее ТФС)	Руководство ТОО «Бузачи Нефть» Вызвать Противопожарную службу	1. Сигналом тревоги удалить людей, находящихся в непосредственной близости от места аварии. 2. Сообщить диспетчеру и руководителю объекта. 3. Произвести оповещение по схеме. Вызвать подразделения МФ "Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ и Противопожарную службу 4. Остановить поступление жидкости на Буферной емкости/ТФС закрытием задвижек на поступлении, на выходе. 5. Одновременно перевести поток жидкости на прямую в запасной БЕ/ТФС. 6. Опустошить сосуд, с целью подготовки к ремонтным работам, через задвижку аварийного слива жидкости, в дренаж. емкость. 7. Вызвать бригаду слесарь-ремонтников для проведения ремонтных работ.	Оператор ДНГ Мастер ДНГ Мастер ДНГ Диспетчер Оператор ДНГ Оператор ДНГ Оператор ДНГ Мастер ДНГ	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии.

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
9. Разгерметизация или сильный пропуск газа на фланцевом соединении газосепаратора	Начальник/ Зам. начальника промысла, Начальник НГДУ	1. Сообщить диспетчеру и руководителю объекта. 2. Произвести оповещение согласно схеме. Вызвать подразделения МФ "Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ и Противопожарную службу 3. Перекрыть подачу газа на сепаратор задвижками 4. Сбросить избыточное давление через дренажные задвижку на дренажную емкость. 5. Вызвать бригаду слесарь-ремонтников для проведения ремонтных работ. 6. Произвести ремонтные работы.	Оператор ДНГ Мастер ДНГ Диспетчер Оператор ДНГ Оператор ДНГ Мастер ДНГ Механик НПО	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии.
10. Порыв или пропуск змеевика печи подогрева	Начальник/ Зам. начальника промысла, Начальник НГДУ	1. Сообщить диспетчеру и руководителю объекта. 2. Произвести оповещение по схеме. Вызвать подразделения МФ "Ак Берен" ТОО "ПВАСС РЦШ и Противопожарную службу	Оператор ДНГ Мастер ДНГ Диспетчер	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
		3. Остановить печь и прекратить подачу газа на горелку путем перекрытия задвижки. 4. Закрыть задвижки входа и выхода печи подогрева. 5. Сбавить избыточное давление в змеевике через дренажную задвижку. 6. Произвести подготовку печи к ремонту. 7. Вызвать бригаду слесарь-ремонтников для проведения ремонтных работ. 8. Устранить порыв змеевика.	Оператор ДНГ Оператор ДНГ Оператор ДНГ Мастер ДНГ Механик НПО	Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	месте; - вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии
11. Полное или частичное отключение электроэнергии, полный или частичный выход из строя электрооборудования.	Начальник/ Зам. начальника промысла, Начальник НГДУ, Главный энергетик.	1.Сообщить диспетчеру, уточнить подробности отключения, выяснить длительность отключения электроэнергии. 2. Запустить в работу ДЭС и перевести электроразгрузку на ДЭС. 3. Сообщить руководителю объекта. 4. Вызвать инженера-энергетика, принять меры по устранению дефекта.	Оператор ДНГ Инженер энергетик Мастер ДНГ Инженер энергетик	Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	В случае возникновения аварийной ситуации действовать согласно обстановке.
12. Порыв или пропуск осевого нефтесборного коллектора до УПСВ.	Руководство ТОО «Бузачи Нефть» Вызвать оперативную противопожарную службу	1. Оповестить сигналом тревоги людей, находящихся в непосредственной близости от места аварии. 2. Сообщить о случившемся диспетчеру и руководителю объекта. 3. Произвести оповещение согласно схеме. Вызвать подразделения	Первый заметивший Оператор ЦДНГ Диспетчер	Инструмент находится на базе Каратурун ключи и диэлектрические перчатки	При поступлении сигнала и прибытия на место: - исследовать территорию аварийного участка и обстановку на месте;

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
		противопожарную службу 4. Вызвать главных специалистов и прораба ТОО «Атыраукурлыс-Сервис ЛТД» организовать срочный выезд на место аварии. 5. Определить характер и степень порыва, требующиеся для ликвидации порыва, потребность в технике, людские ресурсы 6. Срочно организовать оперативную группу по ликвидации аварий. 7. По прибытию на место аварии, оперативной группы по ликвидации аварий необходимо ознакомить всех с планом аварийной работы и разъяснить их обязанности определить ответственных лиц по выполнению тех или иных аварийных работ. 8. Ликвидация аварии осуществляется по специальному плану, составленному штабом по ликвидации аварии. 9. Все оперативные организационные вопросы. Связанные с остановкой части промысла, /если необходимо-полной остановки/ решает оперативная группа по ликвидации аварий. 10. Оформить наряд-допуск на проведение огневых или газоопасных работ. 11. Ознакомиться с обстановкой и немедленно приступить к выполнению их мероприятий, предусмотренных	Начальник/ Зам. нач.промысла Начальник/ Зам. нач.промысла Начальник НГДУ Главный инженер Начальник НГДУ Главный инженер Главный инженер Начальник НГДУ Главный инженер Начальник НГДУ Начальник/ Зам. нач.промысла Начальник/ Зам. нач.промысла	Первичные средства пожаротушения находится на ГУ и АГЗУ (пожарный щит)	- вести постоянный контроль за состоянием воздушной среды, используя измерительные приборы; - удалить из аварийного участка людей и транспорт, не занятых ликвидацией аварии; - оказать помощь пострадавшим; - выставить посты для ограждения опасной зоны и устранения возможности попадания в нее посторонних лиц; - принять меры по ликвидации аварии

Виды аварий и места их возникновения	Кто должен быть вызван и извещен	Мероприятия по ликвидации аварий и спасению людей	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для ликвидации аварий	Действия газоспасательной дружины и пожарной части
		оперативный частью плана ликвидации аварий организует командный пункт, сообщает о месте его расположения всем исполнителем и постоянно находиться на нем. Ответственный руководитель по ликвидации аварий контролирует выполнение мероприятий, предусмотренных оперативные части и своих распоряжений и заданий. 12. По ходу ликвидации аварий необходимо через каждый 2-3 часа докладывать руководство ТОО «Бузачи Нефть» о ходе проведения аварийных работ. 13. По окончании порыва или пропуска осевого нефтесборного коллектора произвести опрессовку на герметичность 14. При проверке на герметичность трубопровода постепенно перевести поток жидкости осевого нефтесборного коллектора. 15. Сообщить руководству о ликвидации порыва или пропуск трубопровода.	Главный инженер Начальник НГДУ Начальник/ Зам. нач.промысла Начальник/ Зам. нач.промысла Главный инженер Начальник НГДУ		

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.

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.

В таблице 14.4.1 представлен План действий персонала месторождения Каратурун Морской во время стихийного бедствия.

Таблица 14.4.1 – План действий персонала во время стихийного бедствия

№	Вид стихийного бедствия	Действия персонала при стихийном бедствии
1	Буря, ураган, сильный ветер	Узнав о приближение бури: - плотно закройте и укрепите все двери, окна и вентиляционные отверстия; - отключите электроэнергию; - примите все меры по недопущению аварийной остановки на буровых и на производственных площадках. Если буря застала вас в здании, отойдите от окон и займите безопасное место у стен внутренних помещений, держитесь как можно дальше от легких построек, сооружений, мачт, линий электропередач. Остерегайтесь ранения стеклами и другими разлетающимися предметами.
2	Снежная буря	Не пытайтесь пробираться через снежную бурю. Остановите машину. При снежных бурях укрывайтесь в зданиях, будках. Если вы оказались в поле или на промысловой дороге выходите на магистральные дороги, которые чаще расчищаются и где больше вероятности оказать вам помощь.
3	Гроза	На открытом пространстве держитесь подальше от высоких предметов. Если вы находитесь на возвышенности, немедленно спуститесь вниз. Во время ударов молнии необходимо обесточить все потребители электроэнергии, укрыться в зданиях, будках. Принять меры по недопущению аварийных ситуаций. Не подходите близко к электропроводке, к мачтам, молниеотводам. Если гроза застала вас в автомобиле, не покидайте его, закройте все окна и опустите антенну.

Первоочередные действия по ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера организуют в соответствии с ранее утвержденными планами местные исполнительные органы совместно с территориальными органами уполномоченного органа и руководители организаций с привлечением сил и средств аварийно-спасательных служб, дислоцированных в зоне чрезвычайной ситуации.

При первоочередных действиях может проводиться временная эвакуация населения из зоны чрезвычайной ситуации, мобилизация необходимых материально-технических ресурсов организаций, прекращается или приостанавливается работа объекта, на котором произошли авария, бедствие или катастрофа, изменяется режим работы в организациях, вводятся ограничения (карантин) на передвижение людей и грузов, осуществляются возможные спасательные и аварийно-восстановительные работы, обеспечиваются общественный порядок и охрана объектов.

Границы зон чрезвычайных ситуаций определяются руководителями ликвидации чрезвычайных ситуаций, назначенными в соответствии с законодательством Республики Казахстан, на основе классификации чрезвычайных ситуаций, установленной Правительством Республики Казахстан.

При ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера немедленно вводится в действие служба экстренной медицинской помощи, а при недостаточности включаются медицинские силы и средства центральных государственных органов и организаций.

Аварийно-спасательные службы оснащаются техникой, специальным оборудованием, инструментами и приборами, необходимыми для спасательных и аварийно-восстановительных работ.

В целях скорейшей стабилизации обстановки, обеспечения законности и правопорядка, создания условий для проведения необходимых спасательных и аварийно-восстановительных работ в зонах чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера может вводиться режим чрезвычайного положения.

При введении режима чрезвычайного положения могут устанавливаться особые формы управления, ограничиваться отдельные права и свободы граждан, применяться другие меры, предусмотренные законодательством Республики Казахстан.

Аварии, бедствия и катастрофы, приведшие к возникновению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, подлежат расследованию в порядке, установленном Правительством Республики Казахстан.

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.

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 противотанковое предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: противопожарная служба & FIRE SAFETY, аварийно-спасательная служба МФ РГП на ПХВ «ПВАСС», Департамент комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям РК по Мангистауской области, УГПК Департамент по Чрезвычайным ситуациям РК по Мангистауской области, Управление государственной инспекции труда Мангистауской области, Департамент экологии по Мангистауской области.

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.

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

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 снижение 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;
- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу,
- 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;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

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 поверхностных и 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.

Для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих мероприятий и требований:

- на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов;

- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды;
- исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Каратурун Морской 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;
- 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;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения 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;
- гидроизоляция объектов с обустройством противofильтрационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения;
- применять конструкцию скважины для предотвращения межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;

- установка автоматических отсекаателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли;
- 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 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.

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.

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

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;
- ❖ 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

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

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;
- ❖ 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 сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Поверхностные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Подземные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Донные отложения и бентос	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Планктон	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Ихтиофауна	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Итого:	-	-	-	Средняя (16,2)

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 составляет **16,2 балла**, т.е. результирующая значимость

воздействия соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды.

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 Мангистауской 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

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), Е (частично) расположенного в Мангистауской области.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»: 1. СШ 45°23'40", ВД 52°09'18"; 2. СШ 45°24'24", ВД 52°11'43"; 3. СШ 45°23'52", ВД 52°12'20"; 4. СШ 45°23'24", ВД 52°12'14"; 5. СШ 45°22'57", ВД 52°09'47";

Площадь горного отвода составляет 6,163 км². Глубина отвода – до подошвы юрских отложений.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 19.1.

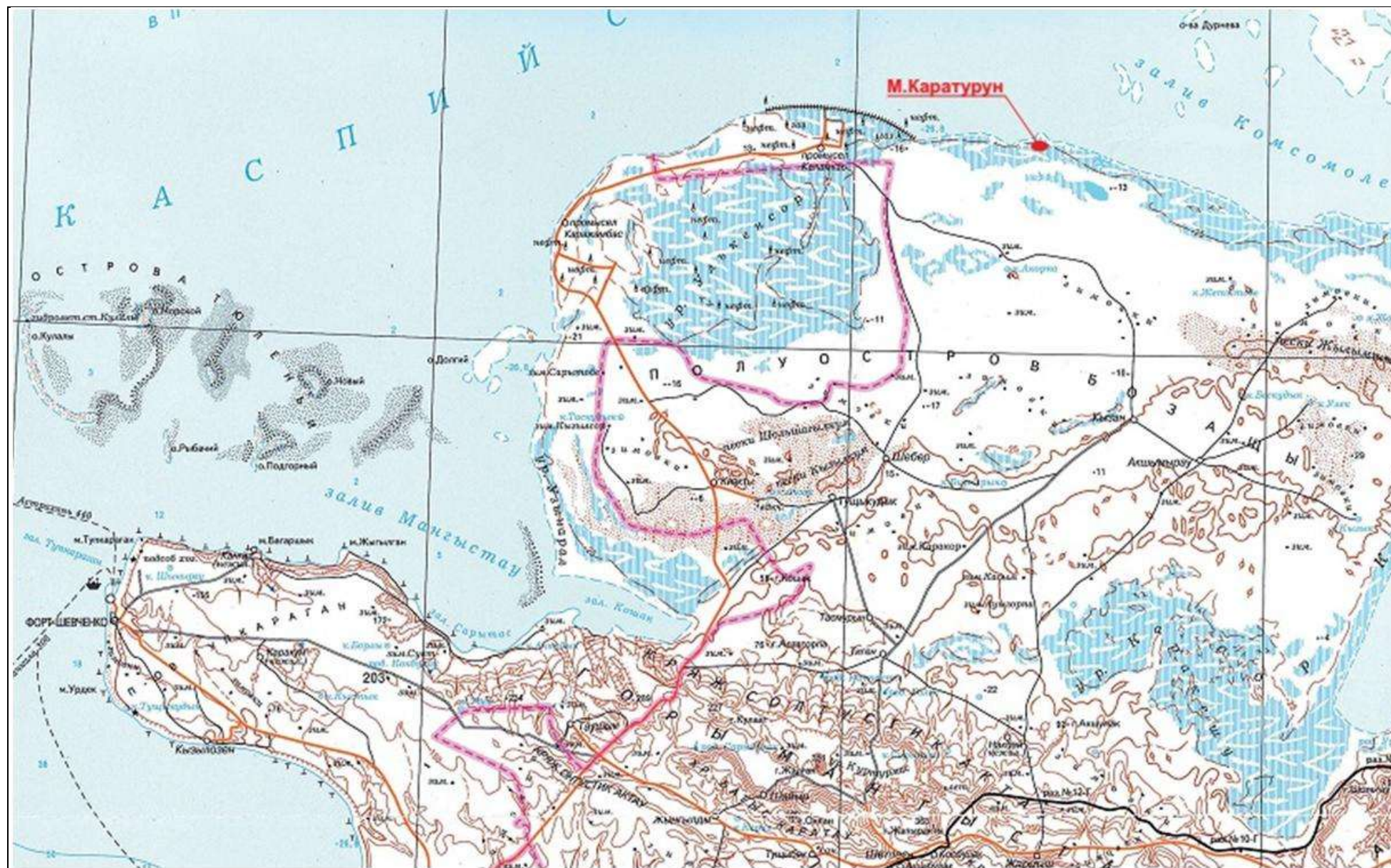


Рисунок 19.1- Обзорная карта расположения месторождения

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 Каратурун Морской является ТОО «Бузачи Нефть». Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Численность населения Мангистауской области на 1 января 2026 г. составила 819,6 тыс. человек, в том числе 383,7 тыс. человек (46,8%) - городских, 435,9 тыс. человек (53,2%) - сельских жителей. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Природно-климатический режим района расположения месторождения Каратурун Морской формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат. Континентальность климата несколько смягчается на прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Климат. Рассматриваемый район относится к IVГ - климатическому поясу. Нефтегазодобывающее месторождение Каратурун Морской находится на границе северо-восточного климатического района. Климат района выражен высокой активностью ветрового режима и большими колебаниями погодных условий в течение года.

В целом климат области характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румбов, в теплое время года - северо и северо-западного.

Температура воздуха. Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области, составляет минус 26 °С, в восточной части области минус 34 °С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области плюс 43 °С, а для восточной плюс 47 °С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц – январь, а самый теплый месяц июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, с наступлением весны идет постепенное повышение.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа. Отсутствие временного сдвига предельных значений на февраль и август, присуще морскому климату - отражение континентальности климата Северного Каспия, что связано с малой аккумулирующей способностью этой мелководной части моря.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая, степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года. В исследуемом районе среднегодовая влажность воздуха достигает 58 %. Наиболее высокого значения 83 % она достигает в декабре - январе, наиболее низкого – 44 % в апреле.

Ветровой режим. Над акваторией восточной части Северного Прикаспия преобладают восточное, западное направление ветра. При этих направлениях отмечаются самое большое число штормов, и наибольшие скорости ветра над восточной частью Северного Каспия чаще дуют ветры с юго-востока и северо-запада, отмечаются и юго-восточные штормы продолжительностью до 100-140 часов. Наименьшую повторяемость имеют южные ветры, а безветренная погода за год составляет около 15 %.

Среднемесячная скорость ветра в течение года изменяется незначительно от 4 м/с до 5 м/с. Наибольшая средняя месячная скорость ветра наблюдается в зимнее время – 5,0 м/с, наименьшие летом – 3,8 м/с. Наибольшую повторяемость имеют ветры со скоростью 3-4 м/с.

Осадки. Режим осадков в незначительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья. Рассматриваемый регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Осадки незначительны и выпадают, в основном, в виде кратковременных дождей. Среднегодовое количество осадков 140 мм.

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождения Каратурун Морской относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Постоянный, снежный покров, существующий более месяца, на побережье моря образуется только в Северном Прикаспии. Его высота обычно не превышает 10 см. На восточном берегу Каспия снег лежит, как правило, не более 15-20 дней. Для всех районов характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: Товарищество с ограниченной ответственностью (ТОО) «Бузачи Нефть», 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г.Актау, микрорайон 13, здание № 32В, 931240001487, Генеральный директор Асанова Сауле Ерлановна, телефон : 8(727)2320808, kozhakova@buzachineft.kz

Краткое описание намечаемой деятельности

В 2025 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.», где протоколом ГКЗ РК (№ 2772) утверждены: КИН – 0,390 д.ед.; геологические запасы нефти – 5972 тыс.т, извлекаемые запасы нефти – 2327 тыс.т.

На основе данного «Пересчета запасов нефти месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.».

В «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения 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.

Для эксплуатации месторождения Каратурун Морской рассмотрены **три варианта разработки залежей**, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Основные положения:

1 вариант – базовый, разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- для эксплуатации I (возвратный) объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен вывод 1 скважины (1) из бездействия и перевод 2 (132, 133) оценочных скважин под добычу в 2027 г., перевод 1 (125) добывающей скважины со II объекта под добычу и перевод 1 (121) добывающей скважины с III объекта в 2030 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – бурение не предусмотрено, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 34 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – бурение скважин не предусмотрено. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 30 ед.

2 вариант – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 5 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 1 скважина, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 43 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

3 вариант (рекомендуемый) – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 7 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 3 скважины, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки

на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 45 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

Принципиальная технология внутрипромыслового сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья на месторождении:

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

Компания ТОО «Бузачи Нефть» осуществляет добычу углеводородного сырья на трех месторождениях Мангистауской области - Каратурун Морской (КМ), Каратурун Восточный (КВ) и Каратурун Северо-Восточный (КСВ) с общим комплексом по подготовке нефти, расположенном на территории месторождения Каратурун Морской.

В настоящее время на месторождении Каратурун Морской эксплуатируются 42 действующих добывающих скважин.

Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3,4,5 марки «Спутник», где происходит ее замер (жидкость/газ), и далее коллекторами направляется на манифольд перед групповой установкой ГУ-2 КМ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии на УПСВ месторождения для дальнейшей подготовки нефти.

Поступающая на ГУ-2 КМ нефтегазовая смесь направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1 А/Б/В (1 ед. типа ПНЭ-2,7 - в работе, 2 ед. типа ПП-0,63 - в резерве). Перед подачей нефтегазовой смеси в печи в поток закачивается деэмульгатор, который поступает из блока дозирования реагентов БДР-1. После нагрева в печах до температуры 60-65 °С, поток нефтегазовой смеси поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор поз. С-1, где при давлении 0,24 МПа происходит дегазация потока.

Частично разгазированная нефтегазовая смесь после поз. С-1, под собственным давлением поступает в трехфазный сепаратор поз. С-2, где при давлении 0,08-0,05 МПа происходит отделение остаточного газа и пластовой воды от нефти.

Дегазированная нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации насосами поз. Н-1 А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти, по межпромысловому трубопроводу на УПСВ месторождения Каратурун Морской.

Отделившийся газ из сепаратора поз. С-1 поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 для улавливания капельной жидкости и далее направляется в систему сбора газа через расходомер. Отделившийся газ из сепаратора поз. С-2 направляется через газосепаратор поз. ГС-2 на собственные нужды ГУ-2 КМ. При недостатке газа и падении давления после ГС-2 предусмотрен перепуск через регулирующий клапан части газа, направляемого из поз. ГС-1. Газ, направляемый из поз. ГС-2 и частично с поз. ГС-1 на собственные нужды, после узла учета газа распределяется на 3 потока: часть газа поступает на ГРПШ-1, обеспечивающего газом подогреватель поз. П-1 В; вторая часть поступает на подогреватели поз. П-1 А/Б (имеющие встроенные заводские ГРПШ); третья часть направляется в операторную ГУ-2 КМ.

Пластовая вода после сепаратора поз. С-2 под собственным давлением направляется в емкости пластовой воды для промежуточного хранения пластовой воды поз. Е-1А/2Б и далее подпорными насосами поз. Н-2 А/Б подается на прием насосов закачки пластовой воды поз. Н-3 А/Б/В и через расходомеры узла учета пластовой воды, установленные на водораспределительном узле (ВРУ), направляется по линиям в скважины для утилизации пластовой воды.

На ГУ-2 КМ для обеспечения безопасного сжигания аварийных сбросов в составе технологической линии предусмотрена факельная система, которая состоит из факельного коллектора, конденсатосборника с газорасширителем поз. К-1 и факельной установки поз. Ф-1 (типа СФНР-100). В качестве продувочного газа используется газ с пусковой линии.

Кроме того, на ГУ-2 КМ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. ДЕ-1 и поз. ДЕ-2 в комплекте с погружными насосами поз. НД-1 и НД-2. Возврат из дренажных емкостей по мере заполнения осуществляется в основную технологическую линию на вход печей поз. П-1 А/Б/В.

Общий комплекс подготовки нефти УПСВ, УПН, ПСН

Дегазированная нефтяная эмульсия по двум нефтяным коллекторам от ГУ-2 КВ и ГУ-2 КМ поступает на площадку УПСВ, где объединяется и далее через площадку учета жидкости поступает на прием параллельно стоящих печей подогрева поз. П-1 и П-2 (типа ПНЭ-2,7 - в работе). Для улучшения процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1 и П-2 вводится деэмульгатор.

Эмульсия с температурой 55-60 °С направляется последовательно в отстойники нефти поз. ОГ-1/2 (объемом 200 м³, каждый), где происходит расслоение водонефтяной эмульсии. После предварительного отделения нефти от пластовой воды, обезвоженная нефть с

отстойника ОГ-1/2 направляется на отстойники нефти поз. Е-1 и поз. Е-2 для предварительного обессоливания нефти. В поток перед отстойниками поз. Е-1/2 предусмотрена подача, подогретой в печи поз. В-1 (тип ВГУ-60 – в работе), волжской воды, для обессоливания нефти.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть выходит с верхней части отстойников поз. Е-1/2 и поступает в накопительные емкости поз. Е-3/4/5 с последующей откачкой насосами поз. Н-2/1,2 через узел учета перекачиваемой нефти на УПН.

Отделившаяся пластовая вода с отстойников ОГ-1/2 и Е-1/2 отводится с помощью насосов поз. Н-1/1,2 в резервуары поз. РВС-1/2/3 (объемом 3000 м³, каждый), где подготавливается путем отстаивания. Подготовленная пластовая вода с резервуаров насосами поз. Н-3/4 и Н-5/6/7 утилизируется через узел учета воды по трубопроводу в скважину площадку для утилизации воды. Также после насосов поз. Н-3/4 предусмотрен частичный отвод воды, которая после подогрева в печах поз. В-2/3 (тип ВГУ-60, 1 в работе/1 в резерве) направляется на наливной стояк в автоцистерны, с дальнейшей транспортировкой на месторождение КВ к скважинам для их обработки, где также предусмотрен учет воды с помощью портативного переносного ультразвукового расходомера.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает на вход газового сепаратора поз. С-1 на УПСВ, где газ отделяется от капельной влаги и механических примесей и далее через узел учета газа часть газа используется на собственные нужды УПСВ-1 в печах подогрева поз. П-1/2, В-1/2/3, П-3/4 остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК базы и РММ (ремонтно-механической мастерской).

На УПСВ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. Т-1 и поз. Т-2 в комплекте с погружными насосами поз. Н-3 и Н-4.

На УПН некондиционная нефть (нефтяная эмульсия) через узел учета нефти (ПУН) поступает в печи подогрева нефти поз. П-1/2/3 (типа ПТ-16/150, 2 в работе/1 в резерве), где нагревается до температуры 60 °С и далее направляется на площадку с отстойниками поз. ОГ-1/2. Для лучшего процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1/2 вводится деэмульгатор.

В отстойниках поз. ОГ-1/2 происходит расслоение водонефтяной эмульсии: вода, насыщенная солями снизу отстойников поз. ОГ-1,2 сбрасывается в дренажные емкости поз. Т-2/3, а окончательно обезвоженная и обессоленная нефть через верх поз. ОГ-1/2 по трубопроводу направляется на хранение в резервуары поз. Р-1/2 (типа РВС объемом 1000 м³,

каждый), где осуществляется доведение нефти до товарного качества согласно СТ РК 1347-2005. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после поз. ОГ-1/2 поступает на прием нефтяных насосов поз. Н-1 1/2 и далее направляется на начало процесса в печи поз. П-1/2/3.

С резервуаров поз. Р-1/2 товарная нефть направляется на хранение в резервуары поз. Е-1/2/3 и далее насосами поз. Н-2 1/2 по трубопроводу направляется на пункт сдачи нефти ПСН. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после резервуаров поз. Е-1/2/3 насосами поз. Н-2 1/2 направляется на начало процесса, в печи поз. П-1/2/3. Резервуары хранения товарной нефти поз. Е-1/2/3 оснащены газоуравнительной системой, сброс газа с ГУС осуществляется в дренажную емкость поз. Т-4.

Для осуществления процесса обессоливания нефти предусмотрена подача пресной воды. Пресная вода от емкости поз. Е-6 насосами поз. Н-4 1/2 (1 в работе/1 в резерве) направляется в печь поз. П-5 (типа УН-0,2), где нагревается до температуры 60 °С и далее через устройство смешения пресной воды попадает в нефтяной поток, направляющийся на хранение в резервуары поз. Р-1/2.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 далее в сепаратор поз. ГС-2, где происходит улавливание конденсата и очистки от механических примесей, затем часть газа направляется в качестве топлива на печи подогрева поз. П-1/2/3/4/5, остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК УПН и пожарное депо.

Дренаж с сепараторов поз. ГС-1 и поз. ГС-2 отводится в дренажную емкость поз. Т-1. Сброс пластовой воды с отстойников поз. ОГ-1/2, солевой воды с резервуаров поз. Р-1/2 и подтоварной воды с резервуаров поз. Е-1/2/3 производится в дренажные емкости поз. Т-2/3, откуда насосами поз. Н-3 1/2 через стояк налива воды загружается в автоцистерны.

Товарная нефть с установки подготовки нефти (УПН) по нефтепроводу поступает на пункт сдачи нефти (ПСН) на прием печей подогрева поз. П-1/2/3 (типа ПТ-15/150, 2 в работе/1 в резерве). После подогрева товарная нефть поступает в резервуары хранения товарной нефти поз. РВС-1/2/3/4 (объемом 1000 м³, каждый). Товарная нефть с резервуаров поз. РВС-1/2/3/4 подпорными насосами поз. Н-2 1/2/3 через СИКН (система измерения количества и показателей качества нефти) и насосами поз. Н-3 1/2/3 перекачивается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

Топливный газ с газораспределительной системы распределяется между печами подогрева товарной нефти поз. П-1/2/3 и через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК ПСН.

Учитывая низкое газосодержание в добываемой нефти месторождения Каратурун Морской и нехватку ресурса газа, для использования на собственные нужды на вышеуказанных объектах будет использоваться газ месторождения Каратурун Северо-Восточный, имеющего более высокое газосодержание и остаточный ресурс газа.

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.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности на месторождении не предусматривается.

Согласно «Проекта НДС загрязняющих веществ в пластовых и производственных сточных водах, закачиваемых в нагнетательную скважину Э-3, расположенную на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ18VCZ03302432 от 04.08.2023 года. Разрешение на специальное водопользование № KZ27VTE00193706 от 31.08.2023 г. Серия Кас. море. Срок действия разрешения до 31.12.2026 года.) источниками образования сточных вод являются:

- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Морской;
- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Восточный;
- загрязненная техническая волжская вода после подготовки (очистки и обессоливания) добываемой сырой нефти, которая становится производственными сточными водами. Подача Волжской технической воды осуществляется в соответствии с договором ТОО «Магистральный водовод». Свежая техническая вода используется для обессоливания нефти (путём смешения пресной воды с сырой нефтью).

Система подготовки пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод перед закачкой через нагнетательную скважину Э-3:

Волжская вода из магистрального водовода поступает на УПН на месторождении Каратурун Морской. На УПН пресная волжская вода смешивается с нефтью для обессоливания, в результате чего пресная вода загрязняется, насыщаясь взвешенными веществами и солями из нефти. Сырая нефть становится обессоленной, а волжская вода становится производственными сточными водами с содержанием солей и взвешенных веществ. Таким образом, образуется сточная вода, состоящая из трех источников: попутно добытая вода с месторождения Каратурун Морской, попутно добытая вода с месторождения Каратурун Восточный и загрязненная солями и взвешенными веществами волжская вода. Производственные сточные воды с ПСН поступают в РВС, где происходит отстаивание смеси производственных сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3.

Отделившееся в отстойниках небольшое количество нефти поступает в дренажную емкость, откуда откачивается насосом НВЕ-50/50 в нефтепровод на ПСН. Отстоянная смесь пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод насосами (ГНК5А-250-1000 – 2 ед.) закачивается через нагнетательную скважину Э-3 по выпуску №1 Ø 323,9 мм.

Объект сброса промышленных сточных вод расположен на территории Мангистауской области в северо-западной части полуострова Бузачи, в 30 км к восток – северо – востоку от месторождения Каламкас, в районе месторождений Каратурун Морской и Каратурун Восточный, и с севера ограничен заливом Мертвый Култук (ранее залив Комсомолец). Площадка скважины Э-3 для сброса промышленных сточных вод расположена на расстоянии в 2200 метров от Каспийского моря, от месторождения Каратурун Морской в 3700 метров и от месторождения Каратурун Восточный в 12393 метров.

В соответствии с Протоколом №2261-20-А заседания ГК по экспертизе недр от 29.12.2020 года на сброс сточных вод на Контрактной территории ТОО «Бузачи нефть» разрешается закачка сточных вод до 2038 года в объеме 4634,1 тыс.м³.

Для сброса производственных (технологических) сточных вод на контрактной территории, по степени изоляции, определены и приняты два горизонта Ю-II и Ю-V, которые располагаются в следующих интервалах каротажных глубин: Ю-II - в интервале 986,3-991 м и 1001,4 -1004,2 м и Ю-V -1069,8-1072,2 м, 1080,5 -1086 м, 1086,7-1087,5 м. Нефтяные залежи на участке Каратурун Морской приурочены к юрским горизонтам, то сточные воды имеют состав и свойства, близко к пластовым попутно добытым водам.

Согласно ЭК РК статье 216 пункт 5 Сброс сточных вод в недра запрещается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необходимые

подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не могут быть использованы для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства. Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией.

Запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, неочищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

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 месторождения Каратурун Морской основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться, такие как: Печи ПП - 0,63, Факельные установки, Буферная емкость, Блоки АГЗУ, Площадки оборудования АГЗУ, Печи ВГУ-60, Установка нагрева воды УНВ-1, Печи ПНЭ-2,7,

Отстойник нефти 80 м³, Накопительная емкость 60 м³, Емкость для нефти РВС-3000 м³, Площадки стояка налива нефти, Площадка оборудования УПСВ, Печи ПТ-16/150, Печь УН-0,2, ГПЭС, Котлы отопительные, Резервуары для хранения нефти РВС-1000 м³, Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м³, Отстойник нефти ОГ 80 м³, Площадки оборудования УПН, Резервуар для хранения нефти РВС-100 м³, Площадки оборудования ПСН, Оборудование на площадке сепарации нефти и газа, Площадки оборудования на Базе Каратурун, Площадки добывающих 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**

- ✓ 2026 год – **16,4777815** г/с, **109,86609044** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,4884115** г/с, **111,3187664** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,4884115** г/с, **110,34682544** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,4884115** г/с, **109,35215044** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,4884115** г/с, **109,07685044** т/год.

❖ **2 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – **16,5203015** г/с, **111,60832144** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,5521915** г/с, **114,37787044** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,5521915** г/с, **113,58959544** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,5521915** г/с, **112,45762144** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,5521915** г/с, **112,16301244** т/год.

❖ **3 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – **16,5203015** г/с, **111,60832144** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,5628115** г/с, **114,81607944** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,5628115** г/с, **114,15836044** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,5628115** г/с, **113,00325244** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,5628115** г/с, **112,69325544** т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят диоксид азота, оксид азота, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1 - C_5 , смесь углеводородов предельных C_6 - C_{10} , Углеводороды предельные C_{12} - C_{19} .

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 Каратурун Морской 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 Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Компания ТОО «Бузачи Нефть» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складировются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Ориентировочные лимиты накопления отходов производства и потребления в период разработки месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения составят – **231,774 т/год**, из них: ***Опилки и стружка черных металлов (металлолом)*** - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 70,0 т/год, ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалам (промасленная ветошь)*** - образуется в процессе протирки деталей, механизмов и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 1,778 т/год, ***Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)*** - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных ламп ориентировочно составит 0,0205 т/год, ***Отходы сварки (огарки сварочных электродов)*** – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов

ориентировочно составит 0,03 т/год, *Медицинские препараты (медицинские отходы)* - образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт. Количество медицинских отходов ориентировочно составит 0,0495 т/год, *Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)* - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 90,0 т/год, *Смешанные коммунальные отходы (ТБО)* - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 48,215 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 21,681 т/год.

Все 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: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, 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, 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; озеленение территорий объектов месторождения, высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом; мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

Водные ресурсы: на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов, в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных, категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды, исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду. В целях предупреждения загрязнения подземных вод 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, 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, 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, необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий, 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, гидроизоляция объектов с обустройством противοфилтpационных экранов и завес, четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения, четкая организация учета водопотребления и водоотведения, рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды, изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах, устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины, повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции, принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения, применять конструкцию скважины для предотвращения межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважин, не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления

бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр, установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды, немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам, предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли, обязательное 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, 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.

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, защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесем, 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.

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

границы 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, исключая 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 замазанных 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, 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 РК №178-VIII от 09.04.2025.
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 параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).

15. «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.
16. 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;
17. 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);
18. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
19. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, 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.
20. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
21. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
22. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
23. «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.
24. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
25. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
26. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.

27. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.
28. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
29. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
30. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
31. «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;
32. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
33. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
34. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
35. Статистические данные по Мангистауской области.
36. Отчет по производственному экологическому контролю для ТОО «Бузачи Нефть» м/р Каратурун Морской за 4 квартал 2025 года
37. Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» на 2023 - 2026 г.г.
38. Программа управления отходами (ПУО) для объектов месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Приложение 1 – Схематическая карта 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».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1





Схематическая карта расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на территории месторождения Каратурун Морской

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Расчеты выбросов загрязняющих веществ

1 вариант разработки 2026 год

Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63. №1. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248 * 0,762 / 8616		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 8616	/ 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 8616	/ 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\Phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\Phi} = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{cr} /V _r		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	Q _ф /Q _p w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0002. Печь подогрева ПП-0,63. №2. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19	* 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762	/ 150	40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 150	/ 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881	/ 1000	0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 150	/ 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
			м³/с	769,22 / 3600		0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87	/ 10 ⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41	/ 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0003 факельная установка (факел). ГУ-1

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования ГУ-1

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской.ГУ-1. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №0004. Буферная емкость V-60 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	60	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	101,388	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	37,5	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1381	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0033	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1000	0,0024
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0370	0,0009
0602. Бензол	0,35	0,0005	0,000012
0621. Метилбензол	0,22	0,0003	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000004
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000002

Объем выбросов всего		0,01042
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,3270

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0101-0104 - Блок 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		
	3,61	0,11	20	40	мг/с	26,57300
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,0266
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,8380
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,0193	0,6077
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0071	0,2246
0602. Бензол			0,35		0,0001	0,0029
0621. Метилбензол			0,22		0,0001	0,0018
0616. Диметилбензол			0,11		0,00003	0,0009

Расчет выполнен на 1 блок АГЗУ. Всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6101 - Площадка оборудования 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		
	3,61	0,11	114	228	мг/с	151,46610
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,15147
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	4,77663
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,10984	3,46402
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,04059	1,28014
0602. Бензол			0,35		0,00053	0,01672
0621. Метилбензол			0,22		0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол			0,11		0,00017	0,00525
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		
	3,61	0,11	40	80	мг/с	53,14600
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05315
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,67601
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			97,11		0,05161	1,62758
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			2,89		0,00154	0,04844
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		
	5,83	0,02	5	10	мг/с	8,54695
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00855
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,26954
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,0085	0,26954
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17000	5,36113
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,04213	1,32857
0602. Бензол					0,00053	0,01672
0621. Метилбензол					0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол					0,00017	0,00525

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6102. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6103. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 1 / 3,6$	0,0083
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,52		0,0060
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8		0,0022
0602	бензол		%	0,35		0,00003
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 1 * 3053,0 * 0,001$	0,0916
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,52		0,0664
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8		0,0245
0602	бензол		%	0,35		0,0003
0621	метилбензол		%	0,22		0,0002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0001
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №0201. Печь подогрева ПП-0,63. №1. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0202. Печь подогрева ПП-0,63. №2. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 150	/ 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 150	/ 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
	$Vg = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где		м³/с	769,22 / 3600		0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Qф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Qф/Qp				0,6835
	$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0203. Печь ВГУ. №3. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0204. Печь ВГУ. №4. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
			м³/с	769,22 / 3600		0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0205-Установка нагрева воды УНВ-1. УПСВ.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	86,9550		
		B	л/с	23,6111		
1.3.	Время работы		час	1023,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где	g_3	%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	R				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	Q_i	МДж/кг			0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	g_4				31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива					0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	7,90	86,96
		P_{co}	г/с	0,0010	7,90	23,61
					(1-0/ 100)	0,6865
					(1-0/ 100)	0,1864
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	Параметр, характеризующий кол-во	β				0
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла					
	Коэффициент зависящий от степени снижения					
	выбросов оксидов азота в результате применения					
	технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	86,96	31,58
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	23,6111	31,58
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	23,6111	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	85,0
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	806,34	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				806,34
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					1,1
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,2240) / (3,14 * 0,25)		1,141

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0206. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №5. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1248113,76		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1248114	* 0,762 / 8616	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 8616 / 1000	0,1668
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 8616 / 1000	1,4266
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,8	1,3103
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2129
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф. избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0207. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №6. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	20859,84		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	20860	* 0,762 / 144	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 144 / 1000	0,0028
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 144 / 1000	0,0238
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,8	0,0219
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,13	0,0036
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0208. Отстойник нефти V-80 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0209. Накопительная емкость V-60 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	3	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	152,082	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0057	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0041
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0015
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000013
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,00139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,0111
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0210. Емкость для нефти V-3000 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	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	3000	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	112799,822	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,1		
				K_t^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,1		
				K_p^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2		
				n	44,5		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	5,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	3,3853	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	2,4530
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,9073
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,011848
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,007448
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,003724
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,002031

Объем выбросов всего		0,0014
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0211 Факельная установка (Факел). УПСВ

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования УПСВ

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской. УПСВ. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ - 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №6201-6203. Площадка стояка налива нефти. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:				
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$			
Объем одного резервуара		V	50	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	14862,5	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	14862,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$			
Высота		h	4	м				
Диаметр		d	0,1	м				
Расчетные показатели:								
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _ч ^{max}	35	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	12,2	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{оз}	5,95	г/т	
					Y _{вл}	10,53		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)					G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)					K _{нп}	0,0082		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара								
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,1186	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,2471	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.сод.		Количество выбросов		
				Ci, % масс.		г/с		т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,52		0,0860		0,1792
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,0318		0,0662
0602.Бензол				0,35		0,0004		0,0009
0621.Метилбензол				0,22		0,0003		0,0005
0616.Диметилбензол				0,11		0,0001		0,0003
Объем выбросов всего				0,0097		Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$		
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с						
						м/с		
						1,2385		

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6204. Площадка нефтяных насосов на УПСВ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	$M_{сек}$	г/с	0,03	$4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год	0,03	$4 * 2739,0 * 0,001$	0,3287
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2383
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0904
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6205 - Площадка оборудования УПСВ

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		
	3,61	0,11	30	60	мг/с	39,85950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03986
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,25701
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02891	0,91158
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01068	0,33688
0602. Бензол			0,35		0,00014	0,00440
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00138
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		
	5,83	0,02	9	18	мг/с	15,38451
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01538
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,48517
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01538	0,48517
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,04429	1,39675
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01068	0,33688
0602. Бензол					0,00014	0,00440
0621. Метилбензол					0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00138
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №0301. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	624013,80		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	624014	* 0,762 / 8616	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 8616 / 1000	0,0834
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 8616 / 1000	0,7132
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,8	0,5202
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,13	0,0845
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0302. Печь подогрева ПТ-16/150 №2. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	10863,75		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	10864	* 0,762 / 150	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 150 / 1000	0,0015
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 150 / 1000	0,0124
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,8	0,0091
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,13	0,0015
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0303. Печь подогрева ПП-0,63. №3. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан: $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
			г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания: $V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
			м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_f / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_f = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _f	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{cr} /V _r				0,87
		Q _f /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137)	/ (3,14 * 0,16)	1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0304. Печь подогрева ПП-0,63. №4. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
			м³/с	769,22 / 3600		0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0305. Печь подогрева УН-0,2. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,2		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	14,06		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	123165,6		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,2 * 4,19 * 1000		837,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	123166 * 0,762 / 8760		10,714
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0019
			г/с	0,0019 * 1000	/ 3600	0,0005
			т/год	0,0019 * 8760	/ 1000	0,0165
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 10,714 / 1000		0,0161
			г/с	0,0161 * 1000	/ 3600	0,0045
			т/год	0,0161 * 8760	/ 1000	0,1408
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	201,6 * 0,0001		0,0242
			г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0054
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,8	0,1694
	Оксид азота:		г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0009
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,13	0,0275
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 11 * 1,50 201,59 / 3600		201,59 0,0560
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,564 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000120
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 11 / 1		472,475
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		472 / 837,4		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0560) / (3,14 * 0,16)		0,4458

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0306 - ГПЭС-1000.№1. УПН

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	109,66		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	944,870		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	8616		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 2,4 (1/ 3600) * 0,0 (1/ 3600) * 0,01 (1/ 3600) * 0,000001	* 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 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 _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 (1/ 1000) * 17,5 (1/ 1000) * 18 (1/ 1000) * 10 (1/ 1000) * 0,10 (1/ 1000) * 0,03 (1/ 1000) * 0,000002	* 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9	16,6297 13,2282 2,1496 9,4487 0,0945 0,0252 0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,9563 / 0,3591		2,6632
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8,72* 1E-06 * 109,7	* 1000	0,9563
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К	1,31 / (1+ 723 / 273)		0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 2,6632) / (3,14 * 0,25)		13,5706

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0307 - ГПЭС-1000.№2. УПН

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	112,43		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	16,190		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	144		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 * 1000 (1/ 3600) * 4,2 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 4,2 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,0 * 1000 (1/ 3600) * 0,01 * 1000 (1/ 3600) * 0,000001 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 0,0000002
	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	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 * 16,2 (1/ 1000) * 17,5 * 16,2 * 0,8 (1/ 1000) * 18 * 16,2 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 16,2 (1/ 1000) * 0,10 * 16,2 (1/ 1000) * 0,03 * 16,2 (1/ 1000) * 0,000002 * 16,2	0,2849 0,2267 0,0368 0,1619 0,0016 0,0004 0,00000004
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,9804 / 0,3591	2,7304
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72* 1E-06 * 112,4 * 1000	0,9804
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К		1,31 /(1+ 723 / 273)	0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4* 2,7304) / (3,14 * 0,25)	13,9129

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0308-Котел КГС-50. №1. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	7,90	10,66
		P_{co}	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения					
	выбросов оксидов азота в результате применения					
	технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,09	0,8
					0,09	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0309-Котел КГС-50. №2. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат	
1	2	3	4	5	6	7	
1	Исходные данные:						
1.1.	Количество		шт.	1			
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560			
		B	л/с	0,667			
1.3	Время работы		час	4440,0			
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9			
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5			
2	Расчет:						
	Количество выбросов:						
2.1	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58	7,90
	C _{со} =g ₃ *R*Q' _i , где	g ₃	%				0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	R					0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	Q' _i	МДж/кг				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	g ₄					0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	P _{со}	т/год	0,001	7,90	10,66	0,0841
	P _{со} =0.001*C _{со} *B*(1 - g ₄ /100), где	P _{со}	г/с	0,0010	7,90	0,67	0,0053
2.2	Оксиды азота и диоксида азота						
	P _{NOx} =0.001*B*Q' _i *K _{NOx} *(1 - β)	K _{NOX}	кг/Дж				0,0897
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β					0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	P _{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58	0,0039
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P _{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58	0,0002
	и оксида азота (13%)	P _{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58	0,0241
		P _{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58	0,0015
2.3	Объем продуктов сгорания : V _г = 7.84 * а * В * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м ³ /ч м ³ /с	7,84 22,77 /	1,1 3600	2,4 1,10	22,77 0,0063
		а					1,1
		Э					1,10
2.4	Средняя скорость газовой смеси w = (4 * V _г) / (3.14 * d ²)	w	м/с	(4 * 0,0063) /	(3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источники №0310. Емкость для нефти V-1000 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1689,800	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,3677	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,2664
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0985
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,001287
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000809
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000404
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000221

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0311. Емкость для нефти V-100 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,1		
				K_t^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,58		
				K_p^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,7693

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0312. Отстойник нефти V-80 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1841	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1334	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0493	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0006	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1106
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №6301. Площадка стояка налива нефти. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:				
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$			
Объем одного резервуара		V	50	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	14863	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	14862,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$			
Высота		h	4	м				
Диаметр		d	0,1	м				
Расчетные показатели:								
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _ч ^{max}	35	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	12,2	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{оз}	5,95	г/т	
					Y _{вл}	10,53		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)					G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)					K _{нп}	0,0082		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара								
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,1186	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,2471	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.сод.		Количество выбросов		
				Ci, % масс.		г/с		т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,52		0,0860		0,1792
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,0318		0,0662
0602.Бензол				0,35		0,0004		0,0009
0621.Метилбензол				0,22		0,0003		0,0005
0616.Диметилбензол				0,11		0,0001		0,0003
Объем выбросов всего				0,0097		Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$		
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с						
						м/с		
						1,2385		

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6302. Площадка насоса нефти на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 1 / 3,6$	0,0139
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0101
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0037
0602	бензол		%	0,35		0,00005
0621	метилбензол		%	0,22		0,00003
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,4380
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,3176
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1174
0602	бензол		%	0,35		0,0015
0621	метилбензол		%	0,22		0,0010
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0005
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6303. Площадка нефтяных насосов на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	12		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 12 / 3,6$	0,1000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0725
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0275
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 12 * 2739,0 * 0,001$	0,9860
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,7149
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,2712
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6304 - Площадка оборудования УПН

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		
	3,61	0,11	37	74	мг/с	49,16005
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04916
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,55031
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,03565	1,12429
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01317	0,41548
0602. Бензол			0,35		0,00017	0,00543
0621. Метилбензол			0,22		0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00171
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		
	5,83	0,02	14	28	мг/с	23,93146
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02393
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,75470
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02393	0,75470
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,05958	1,87899
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01317	0,41548
0602. Бензол					0,00017	0,00543
0621. Метилбензол					0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00171
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0401. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1109396,16		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1109396	* 0,762 / 8616	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 8616 / 1000	0,1483
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 8616 / 1000	1,2680
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,8	1,6442
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2672
2.5.	Объем продуктов сгорания :					
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	коэф. избытка воздуха в уходящих		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,6
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	$Q_f = 29.4 \cdot \mathcal{E} \cdot B / n$	Q _f	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _f /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0402. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	18541,44		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	18541	* 0,762 / 144	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 144 / 1000	0,0025
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 144 / 1000	0,0212
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,8	0,0275
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,13	0,0045
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0403. Резервуар для нефти V-1000 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	4	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	3379,600	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,7353	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,5328
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,1971
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,002574
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,001618
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000809
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000441

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0404. Емкость для нефти V-100 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источник №0405-Водонагреватель газовый Jaguar. ПСН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед. измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	12,1210		
		B	л/с	0,758		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода					
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		кг/т	0,5	0,5	31,58
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%			0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	7,90	12,12
		P_{CO}	г/с	0,0010	7,90	0,76
					(1-0/ 100)	0,0957
					(1-0/ 100)	0,0060
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	12,12	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,7583	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	12,12	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,7583	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,09	0,8
					0,09	0,8
						0,0045
						0,0003
						0,0275
						0,0017
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,7
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	25,90	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				
2.4.	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0072) / (3,14 * 0,25)		0,037

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6401. Площадка нефтяных насосов на ПСН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1.	Количество насосов	n	шт	8		
1.2.	Время работы	T	час/год	8760,0		
	2. Расчет:					
2.1.	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,05	8 / 3,6
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0806
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0306
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,05	8 * 8760,0 * 0,001
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		2,5404
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,9636
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6402 - Площадка оборудования ПСН

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		
	3,61	0,11	95	190	мг/с	126,22175
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,12622
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,98053
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,09154	2,88668
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,03383	1,06678
0602. Бензол			0,35		0,00044	0,01393
0621. Метилбензол			0,22		0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол			0,11		0,00014	0,00438
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		
	5,83	0,02	12	24	мг/с	20,51268
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02051
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,64689
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02051	0,64689
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,11205	3,53357
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,03383	1,06678
0602. Бензол					0,00044	0,01393
0621. Метилбензол					0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол					0,00014	0,00438

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6501. Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	n	шт	4		
1.2	Время работы	T	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{\text{сек}} = Q / 3,6$	$M_{\text{сек}}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{\text{год}} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{\text{год}}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6502 - Оборудование на площадке сепарации нефти и газа

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		
		3,61	0,11	29	58	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03853
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,21511
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02794	0,88120
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01033	0,32565
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00425
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00134
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		
		5,83	0,02	19	38	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03248
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,02424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03248	1,02424
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		
		5,83	0,02	2	3	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00342
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10780
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя			20		0,00068	0,02156
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00068	0,02156
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,06042	1,90544
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01033	0,32565
0602. Бензол					0,00013	0,00425
0621. Метилбензол					0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00134
1052.Метанол					0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя					0,00068	0,02156
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00068	0,02156

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0601-Котел КГС-50. №1. База Каратурун

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	C _{со} =g ₃ *R*Q' _i , где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g ₃				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q' _i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g ₄				0
	P _{со} =0.001*C _{со} *B*(1 - g ₄ /100), где	P _{со}	т/год	0,001	7,90	10,66
		P _{со}	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2	Оксиды азота и диоксида азота					
	Π _{NOx} =0.001*B*Q' _i *K _{NOx} *(1 - β)					
	Параметр, характеризующий кол-во	K _{NOX}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	Π _{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
	и оксида азота (13%)	Π _{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		Π _{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		Π _{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,0015
2.3	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	V _r = 7.84 * а * B * Э, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				0,0063
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					1,1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,10
2.4	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0602-Котел КГС-50. №2. База Каратурун.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%		31,58	0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	0,67	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовойдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0603-Котел КГС-50. АКС №3. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коеф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	10,66
		Pco	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коеффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,09	0,8
					0,09	0,8
						0,0039
						0,0002
						0,0241
						0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				22,77
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					1,1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0604-Котельная. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат			
1	2	3	4	5	6	7			
1	Исходные данные:								
1.1.	Количество		шт.	1					
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	25,7520					
		B	л/с	1,611					
1.3	Время работы		час	4440,0					
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9					
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5					
2	Расчет:								
	Количество выбросов:								
2.1	Оксид углерода								
	$C_{CO}=g_3 \cdot R \cdot Q'_i$, где		кг/т	0,5	0,5	31,58	7,90		
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%				0,5		
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R					0,5		
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q'_i	МДж/кг				31,58		
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4					0		
	$P_{CO}=0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	7,90	25,75	0,2033		
		P_{CO}	г/с	0,0010	7,90	1,61	0,0127		
						(1-0/ 100)			
						(1-0/ 100)			
2.2	Оксиды азота и диоксида азота								
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q'_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$								
	Параметр, характеризующий кол-во								
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOx}	кг/Дж				0,0897		
	Коэффициент зависящий от степени снижения	β					0		
	выбросов оксидов азота в результате применения								
	технических решений								
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	25,75	31,58	0,09	0,13	0,0095
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	1,6111	31,58	0,09	0,13	0,0006
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	25,75	31,58	0,09	0,8	0,0584
		P_{NO2}	г/с	0,001	1,6111	31,58	0,09	0,8	0,0037
2.3	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	5,8	1,10	55,02	
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	55,02	3600			0,0153	
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a						1,1	
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);								
	энергетический эквивалент природного								
	газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ						1,10	
2.4	Средняя скорость газовой смеси								
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4	0,0153	3,14	0,25	0,078	

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6601 - Площадка оборудования на Базе Каратурун

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$

Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	27	54	мг/с	35,87355
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03587
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,13131
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02602	0,82042
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00961	0,30319
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00396
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00249
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00124

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6701 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	4	8	мг/с	5,31460
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00531
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16760
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,00385	0,12154
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00142	0,04492
0602. Бензол			0,35		0,00002	0,00059
0621. Метилбензол			0,22		0,000012	0,00037
0616. Диметилбензол			0,11		0,000006	0,00018
Расчет выбросов на 50 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	200	400	мг/с	265,73000
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,26573
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	8,38006
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,19271	6,07722
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,07122	2,24586
0602. Бензол			0,35		0,00093	0,02933
0621. Метилбензол			0,22		0,00058	0,01844
0616. Диметилбензол			0,11		0,00029	0,00922

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 2027 год

Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63. №1. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248 * 0,762 / 8616		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 8616	/ 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 8616	/ 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота: $P_{NO_x} = V_r * C_{NO_x}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NO_x} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\Phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\Phi} = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	Q _ф /Q _p w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0002. Печь подогрева ПП-0,63. №2. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0003 факельная установка (факел). ГУ-1

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования ГУ-1

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской.ГУ-1 ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_O) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_O$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{ЗВ}$, м/с (прил.6):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_O - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №0004. Буферная емкость V-60 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	60	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	101,388	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	37,5	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1381	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0033	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1000	0,0024
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0370	0,0009
0602. Бензол	0,35	0,0005	0,000012
0621. Метилбензол	0,22	0,0003	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000004
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000002

Объем выбросов всего		0,01042
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,3270

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0101-0104 - Блок 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		
	3,61	0,11	20	40	мг/с	26,57300
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,0266
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,8380
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,0193	0,6077
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0071	0,2246
0602. Бензол			0,35		0,0001	0,0029
0621. Метилбензол			0,22		0,0001	0,0018
0616. Диметилбензол			0,11		0,00003	0,0009

Расчет выполнен на 1 блок АГЗУ. Всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6101 - Площадка оборудования 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		
	3,61	0,11	114	228	мг/с	151,46610
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,15147
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	4,77663
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,10984	3,46402
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,04059	1,28014
0602. Бензол			0,35		0,00053	0,01672
0621. Метилбензол			0,22		0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол			0,11		0,00017	0,00525
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		
	3,61	0,11	40	80	мг/с	53,14600
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05315
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,67601
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			97,11		0,05161	1,62758
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			2,89		0,00154	0,04844
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		
	5,83	0,02	5	10	мг/с	8,54695
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00855
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,26954
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,0085	0,26954
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17000	5,36113
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,04213	1,32857
0602. Бензол					0,00053	0,01672
0621. Метилбензол					0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол					0,00017	0,00525

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6102. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6103. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 1 / 3,6$	0,0083
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0060
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0022
0602	бензол		%	0,35		0,00003
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 1 * 3053,0 * 0,001$	0,0916
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0664
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0245
0602	бензол		%	0,35		0,0003
0621	метилбензол		%	0,22		0,0002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0001
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №0201. Печь подогрева ПП-0,63. №1. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\Phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0202. Печь подогрева ПП-0,63. №2. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048	* 0,762 / 150	40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 150 / 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 150 / 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg \cdot C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
			г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
			м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Qф / Qp \cdot A^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 \cdot \mathcal{E} \cdot B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803	/ 2637,7	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 \cdot Vr) / (3.14 \cdot d^2)$	Q _ф /Q _p				0,6835
		w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0203. Печь ВГУ. №3. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	Э				1,50
	энергетический эквивалент природного					
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_f / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0204. Печь ВГУ. №4. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048	* 0,762 / 150	40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 150 / 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 150 / 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg \cdot C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
			г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Qф / Qp \cdot A^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 \cdot \mathcal{E} \cdot B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 \cdot Vr) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0205-Установка нагрева воды УНВ-1. УПСВ.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	86,9550		
		B	л/с	23,6111		
1.3.	Время работы		час	1023,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	86,96
		Pco	г/с	0,0010	7,90	23,61
					(1-0/ 100)	0,6865
					(1-0/ 100)	0,1864
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	23,6111	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	23,6111	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	85,0
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	806,34	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	$\mathcal{E}$				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,2240) / (3,14 * 0,25)		1,141

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0206. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №5. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1248113,76		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1248114	* 0,762 / 8616	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 8616 / 1000	0,1668
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 8616 / 1000	1,4266
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,8	1,3103
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2129
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0207. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №6. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	20859,84		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	20860	* 0,762 / 144	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 144 / 1000	0,0028
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 144 / 1000	0,0238
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,8	0,0219
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,13	0,0036
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0208. Отстойник нефти V-80 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0209. Накопительная емкость V-60 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	3	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	152,082	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0057	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0041
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0015
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000013
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего	
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с
	0,00139

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,0111
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0210. Емкость для нефти V-3000 м3. УПСВ

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	3000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	141999,822	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2		
				n	56,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	4,2616	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	3,0880
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	1,1421
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,014916
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,009376
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,004688
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,002557

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0211 Факельная установка (Факел). УПСВ

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования УПСВ

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{фН}$, м:

$$L_{фН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;



Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской. УПСВ. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №6201-6203. Площадка стояка налива нефти. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$			
Объем одного резервуара	V	50	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	18512,5	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	18512,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$			
Высота	h	4	м				
Диаметр	d	0,1	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	35	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	12,2	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	5,95	г/т	
				Y _{вл}	10,53		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				K _{нп}	0,0082		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,1186	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,3073	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52		0,0860		0,2229	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0318		0,0824	
0602.Бензол		0,35		0,0004		0,0011	
0621.Метилбензол		0,22		0,0003		0,0007	
0616.Диметилбензол		0,11		0,0001		0,0003	
Объем выбросов всего				Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$			
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с					
		0,0097				1,2385	

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6204. Площадка нефтяных насосов на УПСВ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 2739,0 * 0,001$	0,3287
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2383
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0904
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6205 - Площадка оборудования УПСВ

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		
	3,61	0,11	30	60	мг/с	39,85950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03986
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,25701
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02891	0,91158
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01068	0,33688
0602. Бензол			0,35		0,00014	0,00440
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00138
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		
	5,83	0,02	9	18	мг/с	15,38451
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01538
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,48517
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01538	0,48517
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,04429	1,39675
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01068	0,33688
0602. Бензол					0,00014	0,00440
0621. Метилбензол					0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00138
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №0301. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	624013,80		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	624014	* 0,762 / 8616	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 8616 / 1000	0,0834
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 8616 / 1000	0,7132
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,8	0,5202
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,13	0,0845
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0302. Печь подогрева ПТ-16/150 №2. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	10863,75		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	10864	* 0,762 / 150	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 150 / 1000	0,0015
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 150 / 1000	0,0124
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,8	0,0091
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,13	0,0015
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0303. Печь подогрева ПП-0,63. №3. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248 * 0,762 / 8616		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 8616 / 1000		0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 8616 / 1000		0,5283
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 8616 / 1000 * 0,8		0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 8616 / 1000 * 0,13		0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \varepsilon$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		ε				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_f / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_f = 29.4 * \varepsilon * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r Q _ф /Q _p		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0304. Печь подогрева ПП-0,63. №4. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0305. Печь подогрева УН-0,2. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,2		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	14,06		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	123165,6		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,2 * 4,19 * 1000		837,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	123166 * 0,762 / 8760		10,714
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0019
			г/с	0,0019 * 1000	/ 3600	0,0005
			т/год	0,0019 * 8760	/ 1000	0,0165
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 10,714 / 1000		0,0161
			г/с	0,0161 * 1000	/ 3600	0,0045
			т/год	0,0161 * 8760	/ 1000	0,1408
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	201,6 * 0,0001		0,0242
			г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0054
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,8	0,1694
	Оксид азота:		г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0009
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,13	0,0275
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 11 * 1,50 201,59 / 3600		201,59 0,0560
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,564 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000120
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 11 / 1		472,475
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		472 / 837,4		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0560) / (3,14 * 0,16)		0,4458

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0306 - ГПЭС-1000.№1. УПН

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	109,66		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	944,870		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	8616		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 2,4 (1/ 3600) * 0,0 (1/ 3600) * 0,01 (1/ 3600) * 0,000001	* 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 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 _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 (1/ 1000) * 17,5 (1/ 1000) * 18 (1/ 1000) * 10 (1/ 1000) * 0,10 (1/ 1000) * 0,03 (1/ 1000) * 0,000002	* 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9	16,6297 13,2282 2,1496 9,4487 0,0945 0,0252 0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,9563 / 0,3591		2,6632
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8,72* 1E-06 * 109,7	* 1000	0,9563
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К	1,31 / (1+ 723 / 273)		0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 2,6632) / (3,14 * 0,25)		13,5706

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0307 - ГПЭС-1000.№2. УПН

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	112,43		
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	16,190		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	144		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO eNOx eCH eсаж. eCH2O eбенз(а)пирен	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	MCO MNO2 MNO MCH Mсаж. MCH2O Mбенз(а)пирен	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 4,24 * 1000 (1/ 3600) * 4,2 * 1000 * 0,8 (1/ 3600) * 4,2 * 1000 * 0,13 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,0 * 1000 (1/ 3600) * 0,01 * 1000 (1/ 3600) * 0,000001 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 0,0000002
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco gNOx gCH gсаж. gCH2O gбенз(а)пирен	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	WCO WNO2 WNO WCH Wсаж. WCH2O Wбенз(а)пирен	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 17,6 * 16,2 (1/ 1000) * 17,5 * 16,2 * 0,8 (1/ 1000) * 18 * 16,2 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 16,2 (1/ 1000) * 0,10 * 16,2 (1/ 1000) * 0,03 * 16,2 (1/ 1000) * 0,000002 * 16,2	0,2849 0,2267 0,0368 0,1619 0,0016 0,0004 0,00000004
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		0,9804 / 0,3591	2,7304
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72 * 1E-06 * 112,4 * 1000	0,9804
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^0C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°С температура отработавших газов	$\gamma_{ог}$ $\gamma_{ог}(при t=0^0C)$ Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 2,7304) / (3,14 * 0,25)	13,9129

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0308-Котел КГС-50. №1. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	0,67	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0309-Котел КГС-50. №2. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%			0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	0,67	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения					
	выбросов оксидов азота в результате применения					
	технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источники №0310. Емкость для нефти V-1000 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1689,800	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,3677	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,2664
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0985
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,001287
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000809
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000404
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000221

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0311. Емкость для нефти V-100 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,1		
				K_t^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,58		
				K_p^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,7693

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0312. Отстойник нефти V-80 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1841	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1334	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0493	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0006	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1106
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6301. Площадка стояка налива нефти. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:																																												
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$																																											
Объем одного резервуара		V	50	м ³																																												
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	18513	т																																												
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	18512,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_q^{max} /3600$																																											
Высота		h	4	м																																												
Диаметр		d	0,1	м																																												
Расчетные показатели:																																																
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1																																										
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _q ^{max}	35	м ³ /час																																									
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	12,2	г/м ³																																									
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{оз}	5,95	г/т																																									
					Y _{вл}	10,53																																										
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)					G _{хр}	0,27	т/год																																									
Опытный коэффициент (приложение 12)					K _{нп}	0,0082																																										
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара																																																
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,1186	г/с																																									
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,3073	т/год																																									
<table><tr><th colspan="2">Наименование ЗВ</th><th>Масс.сод.</th><th colspan="2">Количество выбросов</th></tr><tr><td colspan="2"></td><td>Ci, % масс.</td><td>г/с</td><td>т/год</td></tr><tr><td colspan="2">0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5</td><td>72,52</td><td>0,0860</td><td>0,2229</td></tr><tr><td colspan="2">0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10</td><td>26,8</td><td>0,0318</td><td>0,0824</td></tr><tr><td colspan="2">0602.Бензол</td><td>0,35</td><td>0,0004</td><td>0,0011</td></tr><tr><td colspan="2">0621.Метилбензол</td><td>0,22</td><td>0,0003</td><td>0,0007</td></tr><tr><td colspan="2">0616.Диметилбензол</td><td>0,11</td><td>0,0001</td><td>0,0003</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>									Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				Ci, % масс.	г/с	т/год	0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52	0,0860	0,2229	0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8	0,0318	0,0824	0602.Бензол		0,35	0,0004	0,0011	0621.Метилбензол		0,22	0,0003	0,0007	0616.Диметилбензол		0,11	0,0001	0,0003					
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов																																													
		Ci, % масс.	г/с	т/год																																												
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52	0,0860	0,2229																																												
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8	0,0318	0,0824																																												
0602.Бензол		0,35	0,0004	0,0011																																												
0621.Метилбензол		0,22	0,0003	0,0007																																												
0616.Диметилбензол		0,11	0,0001	0,0003																																												
Объем выбросов всего						Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d ²)																																										
V=V _q ^{max} /3600		м ³ /с		0,0097																																												
						м/с	1,2385																																									

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6302. Площадка насоса нефти на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 1 / 3,6$	0,0139
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0101
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0037
0602	бензол		%	0,35		0,00005
0621	метилбензол		%	0,22		0,00003
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,4380
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,3176
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1174
0602	бензол		%	0,35		0,0015
0621	метилбензол		%	0,22		0,0010
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0005
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6303. Площадка нефтяных насосов на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	12		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 12 / 3,6$	0,1000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0725
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0275
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 12 * 2739,0 * 0,001$	0,9860
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,7149
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,2712
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6304 - Площадка оборудования УПН

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		
	3,61	0,11	37	74	мг/с	49,16005
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04916
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,55031
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,03565	1,12429
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01317	0,41548
0602. Бензол			0,35		0,00017	0,00543
0621. Метилбензол			0,22		0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00171
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		
	5,83	0,02	14	28	мг/с	23,93146
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02393
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,75470
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02393	0,75470
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,05958	1,87899
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01317	0,41548
0602. Бензол					0,00017	0,00543
0621. Метилбензол					0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00171
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0401. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1109396,16		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1109396	* 0,762 / 8616	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 8616 / 1000	0,1483
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 8616 / 1000	1,2680
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,8	1,6442
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2672
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	коэф. избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0402. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	18541,44		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	18541	* 0,762 / 144	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 144 / 1000	0,0025
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 144 / 1000	0,0212
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,8	0,0275
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,13	0,0045
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0403. Резервуар для нефти V-1000 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	4	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	3379,600	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,7353	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,5328
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,1971
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,002574
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,001618
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000809
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000441

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0404. Емкость для нефти V-100 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,1		
				K_t^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,58		
				K_p^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0405-Водонагреватель газовый Jaguar. ПСН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат								
1	2	3	4	5	6	7								
1	Исходные данные:													
1.1.	Количество		шт.	1										
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	12,1210										
1.3	Время работы	B	л/с час	0,758 4440,0										
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9										
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5										
2	Расчет:													
2.1	Количество выбросов:													
	Оксид углерода						кг/т	0,5	0,5	31,58	7,90			
	C _{со} =g ₃ *R*Q' _i , где						%				0,5			
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва						g ₃				0,5			
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты						R				31,58			
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.						Q' _i	МДж/кг			0			
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива						g ₄				0,0957			
	P _{со} =0.001*C _{со} *B*(1 - g ₄ /100), где						P _{со}	т/год	0,001	7,90	12,12	0,76	(1-0/ 100)	0,0060
							P _{со}	г/с	0,0010	7,90	0,76	(1-0/ 100)		
2.2	Оксиды азота и диоксида азота													
	P _{NOx} =0.001*B*Q' _i *K _{NOx} *(1 - β)													
	Параметр, характеризующий кол-во						K _{NOX}	кг/Дж			0,0897			
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла						β				0			
	Коэффициент зависящий от степени снижения													
	выбросов оксидов азота в результате применения													
	технических решений													
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P _{NO}	т/год	0,001	12,12	31,58	0,09	0,13	0,0045					
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P _{NO}	г/с	0,001	0,7583	31,58	0,09	0,13	0,0003					
	и оксида азота (13%)	P _{NO2}	т/год	0,001	12,12	31,58	0,09	0,8	0,0275					
		P _{NO2}	г/с	0,001	0,7583	31,58	0,09	0,8	0,0017					
2.3	Объем продуктов сгорания :	V _r	м ³ /ч м ³ /с	7,84 25,90	1,1 3600	2,7 1,10			25,90 0,0072					
	V _r = 7.84 * а * В * Э, где													
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a							1,1					
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);													
	энергетический эквивалент природного	Э							1,10					
	газа (табл. 5.1, стр. 104)													
2.4	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0072) / (3,14 * 0,25)					0,037					

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6401. Площадка нефтяных насосов на ПСН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные:					
1.2	Количество насосов	n	шт	8		
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		0,05	8 / 3,6
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0806
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0306
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,05	8 * 8760,0 * 0,001
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		2,5404
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,9636
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6402 - Площадка оборудования ПСН

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		
	3,61	0,11	95	190	мг/с	126,22175
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,12622
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,98053
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,09154	2,88668
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,03383	1,06678
0602. Бензол			0,35		0,00044	0,01393
0621. Метилбензол			0,22		0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол			0,11		0,00014	0,00438
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		
	5,83	0,02	12	24	мг/с	20,51268
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02051
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,64689
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02051	0,64689
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,11205	3,53357
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,03383	1,06678
0602. Бензол					0,00044	0,01393
0621. Метилбензол					0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол					0,00014	0,00438

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6501. Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	n	шт	4		
1.2	Время работы	T	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{\text{сек}} = Q / 3,6$	$M_{\text{сек}}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{\text{год}} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{\text{год}}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6502 - Оборудование на площадке сепарации нефти и газа

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		
	3,61	0,11	29	58	мг/с	38,53085
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03853
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,21511
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02794	0,88120
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01033	0,32565
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00425
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00134
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		
	5,83	0,02	19	38	мг/с	32,47841
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03248
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,02424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03248	1,02424
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		
	5,83	0,02	2	3	мг/с	3,41818
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00342
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10780
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя			20		0,00068	0,02156
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00068	0,02156
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,06042	1,90544
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01033	0,32565
0602. Бензол					0,00013	0,00425
0621. Метилбензол					0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00134
1052.Метанол					0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя					0,00068	0,02156
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00068	0,02156

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №0601-Котел КГС-50. №1. База Каратурун

1	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	7,90	10,66
		P_{CO}	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0602-Котел КГС-50. №2. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	7,90	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0603-Котел КГС-50. АКС №3. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат		
1	2	3	4	5	6	7		
1	Исходные данные:							
1.1.	Количество		шт.	1				
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560				
		B	л/с	0,667				
1.3	Время работы		час	4440,0				
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9				
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5				
2	Расчет:							
	Количество выбросов:							
2.1	Оксид углерода							
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q'_i$, где		кг/т	0,5	0,5	31,58	7,90	
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%				0,5	
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R					0,5	
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q'_i	МДж/кг				31,58	
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4					0	
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	7,90	10,66	0,0841	
		P_{co}	г/с	0,0010	7,90	0,67	0,0053	
						(1-0/ 100)		
						(1-0/ 100)		
2.2	Оксиды азота и диоксида азота							
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q'_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$							
	Параметр, характеризующий кол-во							
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOx}	кг/Дж				0,0897	
	Коэффициент зависящий от степени снижения	β					0	
	выбросов оксидов азота в результате применения							
	технических решений							
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58	0,0039	
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58	0,0002	
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58	0,0241	
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58	0,0015	
						0,09	0,13	
						0,09	0,13	
						0,8	0,8	
						0,8	0,8	
2.3	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4	1,10	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600			0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a						1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);							
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$						1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)							
2.4	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4	0,0063	3,14	0,25	0,032
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$							

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0604-Котельная. База Каратурун.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	25,7520		
		B	л/с	1,611		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где	g_3	%			
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	R				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	Q_i	МДж/кг			0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	g_4				31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	P_{co}	т/год	0,001	7,90	25,75
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	г/с	0,0010	7,90	1,61
					(1-0/ 100)	(1-0/ 100)
						0,2033
						0,0127
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	Параметр, характеризующий кол-во	β				0
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла					
	Коэффициент зависящий от степени снижения					
	выбросов оксидов азота в результате применения					
	технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	25,75	31,58
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	1,6111	31,58
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	25,75	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	1,6111	31,58
					(0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	5,8
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	55,02	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	Ξ				
	энергетический эквивалент природного					
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с	(4	0,0153	3,14
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$				0,25	0,25
						0,078

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6601 - Площадка оборудования на Базе Каратурун						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}} \cdot P_{\text{зpa}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	27	54	мг/с	35,87355
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03587
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,13131
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02602	0,82042
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00961	0,30319
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00396
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00249
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00124

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6701 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
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		
	3,61	0,11	4	8	мг/с	5,31460
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00531
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16760
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,00385	0,12154
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00142	0,04492
0602. Бензол			0,35		0,00002	0,00059
0621. Метилбензол			0,22		0,000012	0,00037
0616. Диметилбензол			0,11		0,000006	0,00018
Расчет выбросов на 52 скважин						
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		
	3,61	0,11	208	416	мг/с	276,35920
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,27636
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	8,71526
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,20042	6,32031
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,07406	2,33569
0602. Бензол			0,35		0,00097	0,03050
0621. Метилбензол			0,22		0,00061	0,01917
0616. Диметилбензол			0,11		0,00030	0,00959

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 2028 год

Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63. №1. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NO_x} = V_r \cdot C_{NO_x}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :					
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	коэф.избытка воздуха в уходящих		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,6
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NO_x} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_{\Phi} / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	$Q_{\Phi} = 29.4 \cdot \Xi \cdot B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		1803	/ 2637,7	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6835
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 769,22) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0002. Печь подогрева ПП-0,63. №2. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048	* 0,762 / 150	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 150 / 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 150 / 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$Vg = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q\phi / Qp \cdot A^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0003 Факельная установка (Факел). ГУ-1

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования ГУ-1

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;



Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской. УПСВ. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_O) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_O$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{ЗВ}$, м/с (прил.6):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_O - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №0004. Буферная емкость V-60 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	60	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	101,388	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	37,5	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1381	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0033	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1000	0,0024
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0370	0,0009
0602. Бензол	0,35	0,0005	0,000012
0621. Метилбензол	0,22	0,0003	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000004
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000002

Объем выбросов всего		0,01042
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,3270

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0101-0104 - Блок 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	
	3,61	0,11	20	40	мг/с 26,57300
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с 0,0266
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год 0,8380
Наименование ЗВ	Масс.сод.		Количество выбросов		
	Сi, % масс.		г/с		т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5	72,52		0,0193		0,6077
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10	26,8		0,0071		0,2246
0602. Бензол	0,35		0,0001		0,0029
0621. Метилбензол	0,22		0,0001		0,0018
0616. Диметилбензол	0,11		0,00003		0,0009

Расчет выполнен на 1 блок АГЗУ. Всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6101 - Площадка оборудования 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		
	3,61	0,11	114	228	мг/с	151,46610
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,15147
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	4,77663
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,10984	3,46402
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,04059	1,28014
0602. Бензол			0,35		0,00053	0,01672
0621. Метилбензол			0,22		0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол			0,11		0,00017	0,00525
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		
	3,61	0,11	40	80	мг/с	53,14600
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05315
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,67601
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			97,11		0,05161	1,62758
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			2,89		0,00154	0,04844
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		
	5,83	0,02	5	10	мг/с	8,54695
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00855
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,26954
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,0085	0,26954
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17000	5,36113
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,04213	1,32857
0602. Бензол					0,00053	0,01672
0621. Метилбензол					0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол					0,00017	0,00525

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6102. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6103. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 1 / 3,6$	0,0083
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,52		0,0060
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8		0,0022
0602	бензол		%	0,35		0,00003
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 1 * 3053,0 * 0,001$	0,0916
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,52		0,0664
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8		0,0245
0602	бензол		%	0,35		0,0003
0621	метилбензол		%	0,22		0,0002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0001
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №0201. Печь подогрева ПП-0,63. №1. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\Phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0202. Печь подогрева ПП-0,63. №2. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 150	/ 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 150	/ 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
			м³/с	769,22 / 3600		0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0203. Печь ВГУ. №3. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_f / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0204. Печь ВГУ. №4. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0205-Установка нагрева воды УНВ-1. УПСВ.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	86,9550		
		B	л/с	23,6111		
1.3.	Время работы		час	1023,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,6865
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,1864
		Pco	г/с	0,0010	23,61	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	86,96	0,0320
		P_{NO}	г/с	0,001	23,6111	0,0087
		P_{NO2}	т/год	0,001	86,96	0,1971
		P_{NO2}	г/с	0,001	23,6111	0,0535
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	806,34
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	806,34	3600	0,2240
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	$\mathcal{E}$				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,2240) / (3,14 * 0,25)		1,141

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0206. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №5. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1248113,76		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1248114	* 0,762 / 8616	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 8616 / 1000	0,1668
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 8616 / 1000	1,4266
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,8	1,3103
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2129
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0207. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №6. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	20859,84		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	20860	* 0,762 / 144	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 144 / 1000	0,0028
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 144 / 1000	0,0238
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,8	0,0219
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,13	0,0036
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0208. Отстойник нефти V-80 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0209. Накопительная емкость V-60 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	3	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	152,082	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0057	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0041
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0015
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000013
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,00139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,0111
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0210. Емкость для нефти V-3000 м3. УПСВ

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	3000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	116599,822	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2		
				n	46,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	3,4993	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	2,5356
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,9378
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,012248
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,007699
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,003849
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,002100

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0211 Факельная установка (Факел). УПСВ

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования УПСВ

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской. УПСВ. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_O) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_O$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{ЗВ}$, м/с (прил.6):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_O - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №6201-6203. Площадка стояка налива нефти. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$		
Объем одного резервуара		V	50	м ³			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	15337,5	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	15337,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$		
Высота		h	4	м			
Диаметр		d	0,1	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _ч ^{max}	35	м ³ /час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	12,2	г/м ³
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{оз}	5,95	г/т
					Y _{вл}	10,53	
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)					G _{хр}	0,27	т/год
Опытный коэффициент (приложение 12)					K _{нп}	0,0082	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,1186	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,2550	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.сод.	Количество выбросов		
				Ci, % масс.	г/с	т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,52	0,0860	0,1849	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8	0,0318	0,0683	
0602.Бензол				0,35	0,0004	0,0009	
0621.Метилбензол				0,22	0,0003	0,0006	
0616.Диметилбензол				0,11	0,0001	0,0003	
Объем выбросов всего				0,0097	Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$		
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						
					м/с	1,2385	

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6204. Площадка нефтяных насосов на УПСВ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 2739,0 * 0,001$	0,3287
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2383
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0904
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6205 - Площадка оборудования УПСВ

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		
	3,61	0,11	30	60	мг/с	39,85950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03986
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,25701
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02891	0,91158
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01068	0,33688
0602. Бензол			0,35		0,00014	0,00440
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00138
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		
	5,83	0,02	9	18	мг/с	15,38451
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01538
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,48517
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01538	0,48517
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,04429	1,39675
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01068	0,33688
0602. Бензол					0,00014	0,00440
0621. Метилбензол					0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00138
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0301. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	624013,80		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	624014	* 0,762 / 8616	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 8616 / 1000	0,0834
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 8616 / 1000	0,7132
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,8	0,5202
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,13	0,0845
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0302. Печь подогрева ПТ-16/150 №2. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	10863,75		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	10864	* 0,762 / 150	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 150 / 1000	0,0015
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 150 / 1000	0,0124
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,8	0,0091
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,13	0,0015
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0303. Печь подогрева ПП-0,63. №3. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_{\Phi} / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0304. Печь подогрева ПП-0,63. №4. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048	* 0,762 / 150	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 150 / 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 150 / 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$Vg = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Qф / Qp \cdot A^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Qф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803	/ 2637,7	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Qф/Qp				0,6835
	$w = (4 \cdot Vg) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137)	/ (3,14 * 0,16)	1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0305. Печь подогрева УН-0,2. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,2		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	14,06		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	123165,6		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,2 * 4,19 * 1000		837,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	123166 * 0,762 / 8760		10,714
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0019
			г/с	0,0019 * 1000	/ 3600	0,0005
			т/год	0,0019 * 8760	/ 1000	0,0165
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 10,714 / 1000		0,0161
			г/с	0,0161 * 1000	/ 3600	0,0045
			т/год	0,0161 * 8760	/ 1000	0,1408
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	201,6 * 0,0001		0,0242
			г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0054
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,8	0,1694
	Оксид азота:		г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0009
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,13	0,0275
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 11 * 1,50 201,59 / 3600		201,59 0,0560
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,564 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000120
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 11 / 1		472,475
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		472 / 837,4		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0560) / (3,14 * 0,16)		0,4458

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0306 - ГПЭС-1000.№1. УПН

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	109,66		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	944,870		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	8616		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 2,4 (1/ 3600) * 0,0 (1/ 3600) * 0,01 (1/ 3600) * 0,000001	* 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 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 _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 (1/ 1000) * 17,5 (1/ 1000) * 18 (1/ 1000) * 10 (1/ 1000) * 0,10 (1/ 1000) * 0,03 (1/ 1000) * 0,000002	* 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9 * 944,9	16,6297 13,2282 2,1496 9,4487 0,0945 0,0252 0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,9563 / 0,3591		2,6632
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8,72* 1E-06 * 109,7	* 1000	0,9563
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К	1,31 / (1+ 723 / 273)		0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 2,6632) / (3,14 * 0,25)		13,5706

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0307 - ГПЭС-1000. №2. УПН

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	112,43		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	16,190		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	144		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 2,4 (1/ 3600) * 0,0 (1/ 3600) * 0,01 (1/ 3600) * 0,000001	* 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 0,0000002
	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	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 (1/ 1000) * 17,5 (1/ 1000) * 18 (1/ 1000) * 10 (1/ 1000) * 0,10 (1/ 1000) * 0,03 (1/ 1000) * 0,000002	* 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2	0,2849 0,2267 0,0368 0,1619 0,0016 0,0004 0,00000004
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,9804 / 0,3591		2,7304
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8,72* 1E-06 * 112,4	* 1000	0,9804
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К	1,31 / (1+ 723 / 273)		0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 2,7304) / (3,14 * 0,25)		13,9129

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0308-Котел КГС-50. №1. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%		31,58	0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	0,67	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения					
	выбросов оксидов азота в результате применения					
	технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0309-Котел КГС-50. №2. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%		31,58	0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	0,67	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения					
	выбросов оксидов азота в результате применения					
	технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовойдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источники №0310. Емкость для нефти V-1000 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1689,800	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,3677	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,2664
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0985
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,001287
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000809
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000404
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000221

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0311. Емкость для нефти V-100 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,1		
				K_t^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,58		
				K_p^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0312. Отстойник нефти V-80 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1841	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1334	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0493	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0006	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1106
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6301. Площадка стояка налива нефти. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:																																											
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$																																										
Объем одного резервуара		V	50	м ³																																											
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	15338	т																																											
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	15337,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$																																										
Высота		h	4	м																																											
Диаметр		d	0,1	м																																											
Расчетные показатели:																																															
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1																																									
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _ч ^{max}	35	м ³ /час																																								
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	12,2	г/м ³																																								
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{оз}	5,95	г/т																																								
					Y _{вл}	10,53																																									
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)					G _{хр}	0,27	т/год																																								
Опытный коэффициент (приложение 12)					K _{нп}	0,0082																																									
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара																																															
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,1186	г/с																																									
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,2550	т/год																																									
<table><tr><th colspan="2">Наименование ЗВ</th><th>Масс.сод.</th><th colspan="2">Количество выбросов</th></tr><tr><td colspan="2"></td><td>Ci, % масс.</td><td>г/с</td><td>т/год</td></tr><tr><td colspan="2">0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5</td><td>72,52</td><td>0,0860</td><td>0,1849</td></tr><tr><td colspan="2">0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10</td><td>26,8</td><td>0,0318</td><td>0,0683</td></tr><tr><td colspan="2">0602.Бензол</td><td>0,35</td><td>0,0004</td><td>0,0009</td></tr><tr><td colspan="2">0621.Метилбензол</td><td>0,22</td><td>0,0003</td><td>0,0006</td></tr><tr><td colspan="2">0616.Диметилбензол</td><td>0,11</td><td>0,0001</td><td>0,0003</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>								Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				Ci, % масс.	г/с	т/год	0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52	0,0860	0,1849	0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8	0,0318	0,0683	0602.Бензол		0,35	0,0004	0,0009	0621.Метилбензол		0,22	0,0003	0,0006	0616.Диметилбензол		0,11	0,0001	0,0003					
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов																																												
		Ci, % масс.	г/с	т/год																																											
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52	0,0860	0,1849																																											
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8	0,0318	0,0683																																											
0602.Бензол		0,35	0,0004	0,0009																																											
0621.Метилбензол		0,22	0,0003	0,0006																																											
0616.Диметилбензол		0,11	0,0001	0,0003																																											
Объем выбросов всего					Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d ²)																																										
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	0,0097																																													
					м/с	1,2385																																									

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6302. Площадка насоса нефти на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 1 / 3,6$	0,0139
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0101
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0037
0602	бензол		%	0,35		0,00005
0621	метилбензол		%	0,22		0,00003
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,4380
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,3176
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1174
0602	бензол		%	0,35		0,0015
0621	метилбензол		%	0,22		0,0010
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0005
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6303. Площадка нефтяных насосов на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	12		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 12 / 3,6$	0,1000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0725
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0275
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 12 * 2739,0 * 0,001$	0,9860
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,7149
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,2712
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6304 - Площадка оборудования УПН

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		
	3,61	0,11	37	74	мг/с	49,16005
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04916
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,55031
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,03565	1,12429
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01317	0,41548
0602. Бензол			0,35		0,00017	0,00543
0621. Метилбензол			0,22		0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00171
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		
	5,83	0,02	14	28	мг/с	23,93146
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02393
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,75470
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02393	0,75470
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,05958	1,87899
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01317	0,41548
0602. Бензол					0,00017	0,00543
0621. Метилбензол					0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00171
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №0401. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1109396,16		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1109396	* 0,762 / 8616	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 8616 / 1000	0,1483
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 8616 / 1000	1,2680
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,8	1,6442
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2672
2.5.	Объем продуктов сгорания :					
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	коэф. избытка воздуха в уходящих		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,6
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	$Q_f = 29.4 \cdot \Xi \cdot B / n$	Q _f	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{cr} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _f /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0402. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	18541,44		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	18541	* 0,762 / 144	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 144 / 1000	0,0025
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 144 / 1000	0,0212
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,8	0,0275
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,13	0,0045
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	коэф. избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0403. Резервуар для нефти V-1000 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	4	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	3379,600	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,7353	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,5328
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,1971
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,002574
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,001618
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000809
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000441

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0404. Емкость для нефти V-100 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,1		
				K_t^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,58		
				K_p^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0405-Водонагреватель газовый Jaguar. ПСН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат					
1	2	3	4	5	6	7					
1	Исходные данные:										
1.1.	Количество		шт.	1							
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	12,1210							
1.3	Время работы	B	л/с час	0,758 4440,0							
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9							
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5							
2	Расчет:										
2.1	Количество выбросов:										
	Оксид углерода						кг/т	0,5	0,5	31,58	7,90
	C _{со} =g ₃ *R*Q' _i , где						%				0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва						g ₃				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты						R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.						Q' _i	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива						g ₄				0,0957
	P _{со} =0.001*C _{со} *B*(1 - g ₄ /100), где						P _{со}	т/год	0,001	7,90	12,12
							P _{со}	г/с	0,0010	7,90	0,76
										(1-0/ 100)	0,0060
2.2	Оксиды азота и диоксида азота										
	P _{NOx} =0.001*B*Q' _i *K _{NOx} *(1 - β)										
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла						K _{NOX}	кг/Дж			0,0897
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β				0					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P _{NO}	т/год	0,001	12,12	31,58					
		P _{NO}	г/с	0,001	0,7583	31,58					
		P _{NO2}	т/год	0,001	12,12	31,58					
		P _{NO2}	г/с	0,001	0,7583	31,58					
					0,09	0,13					
					0,09	0,13					
					0,09	0,8					
					0,09	0,8					
2.3	Объем продуктов сгорания : V _г = 7.84 * а * В * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м ³ /ч м ³ /с	7,84 25,90	1,1 3600	2,7 1,10					
		a				0,0072					
		Э				1,1					
2.4	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4 * V _г) / (3.14 * d ²)	w	м/с	(4 * 0,0072) / (3.14 * 0,25)		0,037					

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6401. Площадка нефтяных насосов на ПСН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные:					
1.2	Количество насосов	n	шт	8		
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		0,05	8 / 3,6
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0806
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0306
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,05	8 * 8760,0 * 0,001
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		3,5040
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		2,5404
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		0,9636

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6402 - Площадка оборудования ПСН

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		
	3,61	0,11	95	190	мг/с	126,22175
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,12622
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,98053
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,09154	2,88668
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,03383	1,06678
0602. Бензол			0,35		0,00044	0,01393
0621. Метилбензол			0,22		0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол			0,11		0,00014	0,00438
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		
	5,83	0,02	12	24	мг/с	20,51268
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02051
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,64689
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02051	0,64689
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,11205	3,53357
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,03383	1,06678
0602. Бензол					0,00044	0,01393
0621. Метилбензол					0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол					0,00014	0,00438

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6501. Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	n	шт	4		
1.2	Время работы	T	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{\text{сек}} = Q / 3,6$	$M_{\text{сек}}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{\text{год}} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{\text{год}}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6502 - Оборудование на площадке сепарации нефти и газа

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		
	3,61	0,11	29	58	мг/с	38,53085
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03853
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,21511
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02794	0,88120
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01033	0,32565
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00425
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00134
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		
	5,83	0,02	19	38	мг/с	32,47841
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03248
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,02424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03248	1,02424
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		
	5,83	0,02	2	3	мг/с	3,41818
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00342
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10780
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя			20		0,00068	0,02156
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00068	0,02156
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,06042	1,90544
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01033	0,32565
0602. Бензол					0,00013	0,00425
0621. Метилбензол					0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00134
1052.Метанол					0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя					0,00068	0,02156
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00068	0,02156

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0601-Котел КГС-50. №1. База Каратурун

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	7,90	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0602-Котел КГС-50. №2. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	7,90
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			0,5
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				31,58
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			0
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0,0841
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	0,0053
		Pco	г/с	0,0010	0,67	
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	0,0039
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	0,0002
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	0,0241
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	0,0015
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	22,77
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	0,0063
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	$\mathcal{E}$				1,10
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.4.	Средняя скорость газовойдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0603-Котел КГС-50. АКС №3. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коеф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co} = 0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	7,90	10,66
		P_{co}	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коеффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0604-Котельная. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	25,7520		
		B	л/с	1,611		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	7,90	25,75
		P_{CO}	г/с	0,0010	7,90	1,61
					(1-0/ 100)	0,2033
					(1-0/ 100)	0,0127
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	25,75	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	1,6111	0,09
		P_{NO2}	т/год	0,001	25,75	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	1,6111	0,09
						0,13
						0,0095
						0,0006
						0,0584
						0,0037
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	5,8
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	55,02	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				
2.4.	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0153)	(3,14 * 0,25)	0,078
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$					

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6601 - Площадка оборудования на Базе Каратурун

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$

Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев	мг/с	
	3,61	0,11	27	54		35,87355
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03587
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,13131
Наименование ЗВ			Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52	0,02602		0,82042
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8	0,00961		0,30319
0602. Бензол			0,35	0,00013		0,00396
0621. Метилбензол			0,22	0,00008		0,00249
0616. Диметилбензол			0,11	0,00004		0,00124

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6701 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
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		
	3,61	0,11	4	8	мг/с	5,31460
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00531
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16760
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,00385	0,12154
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00142	0,04492
0602. Бензол			0,35		0,00002	0,00059
0621. Метилбензол			0,22		0,000012	0,00037
0616. Диметилбензол			0,11		0,000006	0,00018
Расчет выбросов на 52 скважин						
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		
	3,61	0,11	208	416	мг/с	276,35920
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,27636
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	8,71526
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,20042	6,32031
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,07406	2,33569
0602. Бензол			0,35		0,00097	0,03050
0621. Метилбензол			0,22		0,00061	0,01917
0616. Диметилбензол			0,11		0,00030	0,00959

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 2029 год

Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63. №1. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248 * 0,762 / 8616		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 8616	/ 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 8616	/ 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота: $P_{NO_x} = V_r * C_{NO_x}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NO_x} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\Phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\Phi} = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	Q _ф /Q _p w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0002. Печь подогрева ПП-0,63. №2. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 150	/ 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 150	/ 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
	$Vg = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где		м³/с	769,22 / 3600		0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Qф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Qф/Qp				0,6835
	$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0003 факельная установка (факел). ГУ-1

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования ГУ-1

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской.ГУ-1. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N2)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_O) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_O$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{ЗВ}$, м/с (прил.6):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_O - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

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):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №0004. Буферная емкость V-60 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	101,388	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	37,5	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1381	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0033	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1000	0,0024
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0370	0,0009
0602. Бензол	0,35	0,0005	0,000012
0621. Метилбензол	0,22	0,0003	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000004
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000002

Объем выбросов всего		0,01042
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,3270

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0101-0104 - Блок 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		
	3,61	0,11	20	40	мг/с	26,57300
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,0266
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,8380
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,0193	0,6077
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0071	0,2246
0602. Бензол			0,35		0,0001	0,0029
0621. Метилбензол			0,22		0,0001	0,0018
0616. Диметилбензол			0,11		0,00003	0,0009

Расчет выполнен на 1 блок АГЗУ. Всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6101 - Площадка оборудования 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		
	3,61	0,11	114	228	мг/с	151,46610
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,15147
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	4,77663
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,10984	3,46402
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,04059	1,28014
0602. Бензол			0,35		0,00053	0,01672
0621. Метилбензол			0,22		0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол			0,11		0,00017	0,00525
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		
	3,61	0,11	40	80	мг/с	53,14600
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05315
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,67601
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			97,11		0,05161	1,62758
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			2,89		0,00154	0,04844
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		
	5,83	0,02	5	10	мг/с	8,54695
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00855
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,26954
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,0085	0,26954
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17000	5,36113
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,04213	1,32857
0602. Бензол					0,00053	0,01672
0621. Метилбензол					0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол					0,00017	0,00525

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6102. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6103. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 1 / 3,6$	0,0083
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0060
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0022
0602	бензол		%	0,35		0,00003
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 1 * 3053,0 * 0,001$	0,0916
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0664
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0245
0602	бензол		%	0,35		0,0003
0621	метилбензол		%	0,22		0,0002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0001
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №0201. Печь подогрева ПП-0,63. №1. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	Э				1,50
	энергетический эквивалент природного					
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_f / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0202. Печь подогрева ПП-0,63. №2. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 150	/ 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 150	/ 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 150	/ 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
			м³/с	769,22 / 3600		0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0203. Печь ВГУ. №3. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0204. Печь ВГУ. №4. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50		769,22
	$Vg = 7.84 * a * B * \Xi$, где		м³/с	769,22 / 3600		0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6835
	$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0205-Установка нагрева воды УНВ-1. УПСВ.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	86,9550		
		B	л/с	23,6111		
1.3.	Время работы		час	1023,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	86,96
		Pco	г/с	0,0010	7,90	23,61
					(1-0/ 100)	0,6865
					(1-0/ 100)	0,1864
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	23,6111	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	23,6111	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	85,0
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	806,34	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	$\mathcal{E}$				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,2240) / (3,14 * 0,25)		1,141

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0206. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №5. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1248113,76		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1248114	* 0,762 / 8616	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 8616 / 1000	0,1668
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 8616 / 1000	1,4266
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,8	1,3103
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2129
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0207. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №6. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	20859,84		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	20860	* 0,762 / 144	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 144 / 1000	0,0028
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 144 / 1000	0,0238
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,8	0,0219
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,13	0,0036
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0208. Отстойник нефти V-80 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	0,1769

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0209. Накопительная емкость V-60 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	3	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	152,082	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0057	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0041
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0015
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000013
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,00139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,0111
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0210. Емкость для нефти V-3000 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	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	3000	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	90599,822	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2		
				n	35,7		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,7190	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	1,9702
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,7287
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,009517
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,005982
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,002991
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,001631

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0211 Факельная установка (Факел). УПСВ

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования УПСВ

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской. УПСВ. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ - 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №6201-6203. Площадка стояка налива нефти. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$			
Объем одного резервуара	V	50	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	12087,5	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	12087,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$			
Высота	h	4	м				
Диаметр	d	0,1	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	35	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	12,2	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	5,95	г/т	
				Y _{вл}	10,53		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				K _{нп}	0,0082		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,1186	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,2014	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52		0,0860		0,1461	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0318		0,0540	
0602.Бензол		0,35		0,0004		0,0007	
0621.Метилбензол		0,22		0,0003		0,0004	
0616.Диметилбензол		0,11		0,0001		0,0002	
Объем выбросов всего				Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d ²)			
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с					
		0,0097				1,2385	

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6204. Площадка нефтяных насосов на УПСВ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 2739,0 * 0,001$	0,3287
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2383
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0904
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6205 - Площадка оборудования УПСВ

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		
	3,61	0,11	30	60	мг/с	39,85950
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03986
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,25701
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02891	0,91158
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01068	0,33688
0602. Бензол			0,35		0,00014	0,00440
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00138
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		
	5,83	0,02	9	18	мг/с	15,38451
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01538
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,48517
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01538	0,48517
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		
	5,83	0,02	3	6	мг/с	5,12817
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,04429	1,39675
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01068	0,33688
0602. Бензол					0,00014	0,00440
0621. Метилбензол					0,00009	0,00277
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00138
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0301. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	624013,80		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	624014	* 0,762 / 8616	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 8616 / 1000	0,0834
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 8616 / 1000	0,7132
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,8	0,5202
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 8616 / 1000 * 0,13	0,0845
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0302. Печь подогрева ПТ-16/150 №2. УПН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	3		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	72,425		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	10863,75		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	10864	* 0,762 / 150	55,188
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0097
			г/с	0,0097	* 1000 / 3600	0,0027
			т/год	0,0097	* 150 / 1000	0,0015
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 55,188 / 1000	0,0828
			г/с	0,0828	* 1000 / 3600	0,0230
			т/год	0,0828	* 150 / 1000	0,0124
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1038,4	* 0,0001	0,0755
	Диоксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0168
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,8	0,0091
	Оксид азота:		г/с	0,0755	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0027
			т/год	0,0755	* 150 / 1000 * 0,13	0,0015
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 55 * 1,50	1038,41
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	1038,41	/ 3600	0,2884
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,342 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000073
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 55 / 1	2433,784
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		2434	/ 7117,6	0,3419
2.9.	Средняя скорость газозвушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2884) / (3,14 * 0,16)		2,2966

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0303. Печь подогрева ПП-0,63. №3. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0304. Печь подогрева ПП-0,63. №4. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \text{Э} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0305. Печь подогрева УН-0,2. УПН

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,2		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	14,06		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	123165,6		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,2 * 4,19 * 1000		837,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	123166 * 0,762 / 8760		10,714
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0019
			г/с	0,0019 * 1000	/ 3600	0,0005
			т/год	0,0019 * 8760	/ 1000	0,0165
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 10,714 / 1000		0,0161
			г/с	0,0161 * 1000	/ 3600	0,0045
			т/год	0,0161 * 8760	/ 1000	0,1408
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	201,6 * 0,0001		0,0242
			г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0054
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,8	0,1694
	Оксид азота:		г/с	0,0242 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0009
			т/год	0,0242 * 8760	/ 1000 * 0,13	0,0275
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 11 * 1,50 201,59 / 3600		201,59 0,0560
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,564 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000120
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 11 / 1		472,475
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г Q _ф /Q _p		472 / 837,4		0,87 0,5642
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,0560) / (3,14 * 0,16)		0,4458

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0306 - ГПЭС-1000.№1. УПН						
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	109,66		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	944,870		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	8616		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 * 1000 (1/ 3600) * 4,2 * 1000 (1/ 3600) * 4,2 * 1000 (1/ 3600) * 2,4 * 1000 (1/ 3600) * 0,0 * 1000 (1/ 3600) * 0,01 * 1000 (1/ 3600) * 0,000001 * 1000		1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 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 _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 * 944,9 (1/ 1000) * 17,5 * 944,9 (1/ 1000) * 18 * 944,9 (1/ 1000) * 10 * 944,9 (1/ 1000) * 0,10 * 944,9 (1/ 1000) * 0,03 * 944,9 (1/ 1000) * 0,000002 * 944,9		16,6297 13,2282 2,1496 9,4487 0,0945 0,0252 0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,9563 / 0,3591		2,6632
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8,72* 1E-06 * 109,7 * 1000		0,9563
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К	1,31 / (1+ 723 / 273)		0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 2,6632) / (3,14 * 0,25)		13,5706

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0307 - ГПЭС-1000. №2. УПН

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	P _э	кВт	1000		
1.2	Удельный расход газа	b _э	г/кВт*ч	112,43		
1.3	Расход газа за год	G _т	т/год	16,190		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,852		
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12		
1.7	Время работы	t	ч	144		
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	4,24 4,2 2,4 0,023 0,00667 0,0000055		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*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) * 4,24 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 4,2 (1/ 3600) * 2,4 (1/ 3600) * 0,0 (1/ 3600) * 0,01 (1/ 3600) * 0,000001	* 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000 * 1000	1,1778 0,9333 0,1517 0,6667 0,0065 0,0019 0,0000002
	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	17,6 17,5 10 0,10 0,03 0,0000023		
2.2	W_{зи}=(1/1000)*q_{зи}*G_т	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) * 17,6 (1/ 1000) * 17,5 (1/ 1000) * 18 (1/ 1000) * 10 (1/ 1000) * 0,10 (1/ 1000) * 0,03 (1/ 1000) * 0,000002	* 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2 * 16,2	0,2849 0,2267 0,0368 0,1619 0,0016 0,0004 0,00000004
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,9804 / 0,3591		2,7304
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8,72* 1E-06 * 112,4	* 1000	0,9804
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 температура отработавших газов	γ _{ог} γ _{ог} (при t=0°C) T _{ог}	кг/м ³ кг/м ³ К	1,31 / (1+ 723 / 273)		0,3591 1,31 723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 2,7304) / (3,14 * 0,25)		13,9129

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчет выполнен 1 ед. всего 1 ед



Источник №0308-Котел КГС-50. №1. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
1.3	Время работы	B	л/с час	0,667 4440,0		
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1	Оксид углерода C _{со} =g ₃ *R*Q' _i , где Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва Коэф.,учитывающий долю потери теплоты Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост. Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива P _{со} =0.001*C _{со} *B*(1 - g ₄ /100), где	g ₃ R Q' _i g ₄ P _{со} P _{со}	кг/т % МДж/кг т/год г/с	0,5 * 0,5 * 31,58 0,001 * 7,90 * 10,66 * (1-0/ 100) 0,0010 * 7,90 * 0,67 * (1-0/ 100)	7,90 0,5 0,5 31,58 0 0,0841 0,0053	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота Π _{NOx} =0.001*B*Q' _i *K _{NOx} *(1 - β) Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	K _{NOX} β Π _{NO} Π _{NO} Π _{NO2} Π _{NO2}	кг/Дж т/год г/с т/год г/с	 0,001 * 10,66 * 31,58 * 0,09 * 0,13 0,001 * 0,6667 * 31,58 * 0,09 * 0,13 0,001 * 10,66 * 31,58 * 0,09 * 0,8 0,001 * 0,6667 * 31,58 * 0,09 * 0,8	0,0897 0 0,0039 0,0002 0,0241 0,0015	
2.3	Объем продуктов сгорания : V _г = 7.84 * а * В * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г а Э	м ³ /ч м ³ /с м/с	7,84 * 1,1 * 2,4 * 1,10 22,77 / 3600 (4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)	22,77 0,0063 1,1 1,10	
2.4	Средняя скорость газовой смеси w = (4 * V _г) / (3.14 * d ²)	w	м/с			0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0309-Котел КГС-50. №2. УПН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат					
1	2	3	4	5	6	7					
1	Исходные данные:										
1.1.	Количество		шт.	1							
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560							
		B	л/с	0,667							
1.3	Время работы		час	4440,0							
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9							
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5							
2	Расчет:										
2.1	Количество выбросов:										
	Оксид углерода										
	$C_{CO}=g_3 \cdot R \cdot Q'_i$, где										
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва										
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты										
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.										
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива										
$P_{CO}=0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где											
P_{CO}	т/год						0,001	7,90	10,66	(1-0/ 100)	0,0841
P_{CO}	г/с						0,0010	7,90	0,67	(1-0/ 100)	0,0053
2.2	Оксиды азота и диоксида азота										
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q'_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$										
	Параметр, характеризующий кол-во										
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла										
	Коэффициент зависящий от степени снижения										
	выбросов оксидов азота в результате применения										
	технических решений										
Расчет выполнен с учетом трансформации окислов											
азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)											
и оксида азота (13%)											
P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58	0,09	0,13	0,0039				
P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58	0,09	0,13	0,0002				
P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58	0,09	0,8	0,0241				
P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58	0,09	0,8	0,0015				
2.3	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4	1,10	22,77			
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600			0,0063			
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a						1,1			
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);										
	энергетический эквивалент природного										
	газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ						1,10			
2.4	Средняя скорость газовой смеси										
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4	0,0063	)/ (3,14	0,25	0,032			

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источники №0310. Емкость для нефти V-1000 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1689,800	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,3677	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,2664
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0985
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,001287
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000809
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000404
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000221

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0311. Емкость для нефти V-100 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0312. Отстойник нефти V-80 м3. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1841	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1334	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0493	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0006	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1106
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №6301. Площадка стояка налива нефти. УПН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$		
Объем одного резервуара		V	50	м ³			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	12088	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	12087,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$		
Высота		h	4	м			
Диаметр		d	0,1	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _ч ^{max}	35	м ³ /час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	12,2	г/м ³
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{оз}	5,95	г/т
					Y _{вл}	10,53	
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)					G _{хр}	0,27	т/год
Опытный коэффициент (приложение 12)					K _{нп}	0,0082	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,1186	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,2014	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.сод.	Количество выбросов		
				Ci, % масс.	г/с	т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,52	0,0860	0,1461	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8	0,0318	0,0540	
0602.Бензол				0,35	0,0004	0,0007	
0621.Метилбензол				0,22	0,0003	0,0004	
0616.Диметилбензол				0,11	0,0001	0,0002	
Объем выбросов всего				0,0097	Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$		
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						
					м/с	1,2385	

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6302. Площадка насоса нефти на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 1 / 3,6$	0,0139
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,0101
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0037
0602	бензол		%	0,35		0,00005
0621	метилбензол		%	0,22		0,00003
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,4380
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,3176
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1174
0602	бензол		%	0,35		0,0015
0621	метилбензол		%	0,22		0,0010
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0005
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6303. Площадка нефтяных насосов на УПН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	12		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 12 / 3,6$	0,1000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0725
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0275
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 12 * 2739,0 * 0,001$	0,9860
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,7149
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,2712
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6304 - Площадка оборудования УПН

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		
		3,61	0,11	37	74	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04916
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,55031
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,03565	1,12429
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01317	0,41548
0602. Бензол			0,35		0,00017	0,00543
0621. Метилбензол			0,22		0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00171
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		
		5,83	0,02	14	28	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02393
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,75470
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02393	0,75470
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		
		5,83	0,02	3	6	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00513
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16172
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя			20		0,00103	0,03234
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00103	0,03234
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,05958	1,87899
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01317	0,41548
0602. Бензол					0,00017	0,00543
0621. Метилбензол					0,00011	0,00341
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00171
1052.Метанол					0,00308	0,09703
2750. Сольвент нефтя					0,00103	0,03234
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00103	0,03234

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0401. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1109396,16		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1109396	* 0,762 / 8616	98,115
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 8616 / 1000	0,1483
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 8616 / 1000	1,2680
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
			г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,8	1,6442
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2672
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где коэф. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 98 * 1,50 1846,13 / 3600		1846,13 0,5128
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_f = 29.4 \cdot \mathcal{E} \cdot B / n$	Q _f	МДж/час	29,4 * 1,50 * 98 / 1		4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{cr} /V _r		4327 / 7117,6		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 1846,13) / (3.14 * 0,4 ²)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0402. Печь подогрева ПТ-16/150 №1. ПСН						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	128,760		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	18541,44		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	1,7	* 4,19 * 1000	7117,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	18541	* 0,762 / 144	98,115
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0172
			г/с	0,0172	* 1000 / 3600	0,0048
			т/год	0,0172	* 144 / 1000	0,0025
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 98,115 / 1000	0,1472
			г/с	0,1472	* 1000 / 3600	0,0409
			т/год	0,1472	* 144 / 1000	0,0212
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	1846,1	* 0,0001	0,2385
	Диоксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0530
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,8	0,0275
	Оксид азота:		г/с	0,2385	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0086
			т/год	0,2385	* 144 / 1000 * 0,13	0,0045
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 98 * 1,50	1846,13
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	1846,13	/ 3600	0,5128
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,608 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000129
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 98 / 1	4326,877
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4327	/ 7117,6	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,6079
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5128) / (3,14 * 0,16)		4,0829

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0403. Резервуар для нефти V-1000 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	4	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot p_{ж})$			
Объем резервуара	V	1000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	3379,600	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,7353	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,5328
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,1971
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,002574
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,001618
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000809
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000441

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0404. Емкость для нефти V-100 м3. ПСН

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№р	3	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	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	253,470	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,58		
				K _p ^{max}	0,83		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	50,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5280	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0552	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,1072	0,0400
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4095	0,0148
0602. Бензол	0,35	0,0053	0,000193
0621. Метилбензол	0,22	0,0034	0,000121
0616. Диметилбензол	0,11	0,0017	0,000061
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,000033

Объем выбросов всего		0,0139
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	1,7693
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0405-Водонагреватель газовый Jaguar. ПСН.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат		
1	2	3	4	5	6	7		
1	Исходные данные:							
1.1.	Количество		шт.	1				
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	12,1210				
1.3	Время работы	B	л/с час	0,758 4440,0				
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	9				
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5				
2	Расчет:							
	Количество выбросов:							
2.1	Оксид углерода C _{со} =g ₃ *R*Q' _i , где Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва Коэф.,учитывающий долю потери теплоты Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост. Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива P _{со} =0.001*C _{со} *B*(1 - g ₄ /100), где	g ₃ R Q' _i g ₄ P _{со} P _{со}	кг/т % МДж/кг т/год г/с	0,5 0,001 0,0010	0,5 7,90 7,90	31,58 12,12 0,76	7,90 0,5 0,5 31,58 0 *(1-0/ 100) *(1-0/ 100)	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота P _{NOx} =0.001*B*Q' _i *K _{NOx} *(1 - β) Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	K _{NOX} β P _{NO} P _{NO} P _{NO2} P _{NO2}	кг/Дж т/год г/с т/год г/с	 0,001 0,001 0,001 0,001	 12,12 0,7583 12,12 0,7583	 31,58 31,58 31,58 31,58	0,09 0,09 0,09 0,09	0,13 0,13 0,8 0,8
2.3	Объем продуктов сгорания : V _г = 7.84 * а * B * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г а Э	м ³ /ч м ³ /с 	7,84 25,90 /	1,1 3600	2,7 1,10	25,90 0,0072	
2.4	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4 * V _г) / (3.14 * d ²)	w	м/с	(4 * 0,0072	/) (3,14 * 0,25	)	0,037	

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6401. Площадка нефтяных насосов на ПСН

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные:					
1.2	Количество насосов	n	шт	8		
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	0,05	8 / 3,6	0,1111
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0806
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0306
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год	0,05	8 * 8760,0 * 0,001	3,5040
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		2,5404
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,9636
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6402 - Площадка оборудования ПСН

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		
	3,61	0,11	95	190	мг/с	126,22175
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,12622
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,98053
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,09154	2,88668
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,03383	1,06678
0602. Бензол			0,35		0,00044	0,01393
0621. Метилбензол			0,22		0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол			0,11		0,00014	0,00438
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		
	5,83	0,02	12	24	мг/с	20,51268
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02051
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,64689
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02051	0,64689
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,11205	3,53357
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,03383	1,06678
0602. Бензол					0,00044	0,01393
0621. Метилбензол					0,00028	0,00876
0616. Диметилбензол					0,00014	0,00438

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6501. Насосы нефтяные на площадке сепарации нефти и газа

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	n	шт	4		
1.2	Время работы	T	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{\text{сек}} = Q / 3,6$	$M_{\text{сек}}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{\text{год}} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{\text{год}}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"



Источник №6502 - Оборудование на площадке сепарации нефти и газа

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		
		3,61	0,11	29	58	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03853
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,21511
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02794	0,88120
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01033	0,32565
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00425
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00134
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		
		5,83	0,02	19	38	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03248
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,02424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03248	1,02424
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		
		5,83	0,02	2	3	мг/с
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00342
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10780
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
1052.Метанол			60		0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя			20		0,00068	0,02156
2752. Пыль фенолформальдегидная			20		0,00068	0,02156
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,06042	1,90544
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01033	0,32565
0602. Бензол					0,00013	0,00425
0621. Метилбензол					0,00008	0,00267
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00134
1052.Метанол					0,00205	0,06468
2750. Сольвент нефтя					0,00068	0,02156
2974. Пыль фенолформальдегидная					0,00068	0,02156

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №0601-Котел КГС-50. №1. База Каратурун

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коеф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	7,90	10,66
		P_{co}	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коеффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0602-Котел КГС-50. №2. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коеф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где		т/год	0,001	7,90	10,66
		Pco	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коеффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	$\mathcal{E}$				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0603-Котел КГС-50. АКС №3. База Каратурун.

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	10,6560		
		B	л/с	0,667		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			7,90
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	7,90	10,66
		P_{CO}	г/с	0,0010	7,90	0,67
					(1-0/ 100)	0,0841
					(1-0/ 100)	0,0053
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	0,6667	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	10,66	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	0,6667	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	2,4
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	22,77	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				0,0063
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					1,1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				1,10
2.4.	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,0063) / (3,14 * 0,25)		0,032

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0604-Котельная. База Каратурун.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	25,7520		
		B	л/с	1,611		
1.3.	Время работы		час	4440,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{CO} = g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		%			
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	7,90	25,75
		P_{CO}	г/с	0,0010	7,90	1,61
					(1-0/ 100)	0,2033
					(1-0/ 100)	0,0127
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{NOx}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	25,75	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	1,6111	0,09
		P_{NO2}	т/год	0,001	25,75	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	1,6111	0,09
						0,13
						0,0095
						0,0006
						0,0584
						0,0037
2.3.	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	5,8
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	55,02	3600	1,10
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Ξ				
2.4.	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с	(4 * 0,0153)	(3,14 * 0,25)	0,078
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$					

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.

Источник №6601 - Площадка оборудования на Базе Каратурун						
Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	27	54	мг/с	35,87355
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,03587
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,13131
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,02602	0,82042
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00961	0,30319
0602. Бензол			0,35		0,00013	0,00396
0621. Метилбензол			0,22		0,00008	0,00249
0616. Диметилбензол			0,11		0,00004	0,00124

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6701 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	4	8	мг/с	5,31460
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00531
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16760
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,00385	0,12154
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00142	0,04492
0602. Бензол			0,35		0,00002	0,00059
0621. Метилбензол			0,22		0,000012	0,00037
0616. Диметилбензол			0,11		0,000006	0,00018
Расчет выбросов на 52 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365+n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	208	416	мг/с	276,35920
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,27636
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	8,71526
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,20042	6,32031
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,07406	2,33569
0602. Бензол			0,35		0,00097	0,03050
0621. Метилбензол			0,22		0,00061	0,01917
0616. Диметилбензол			0,11		0,00030	0,00959

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 2030 год

Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63. №1. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248 * 0,762 / 8616		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0072 * 8616	/ 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000	/ 3600	0,0170
			т/год	0,0613 * 8616	/ 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота: $P_{NO_x} = V_r * C_{NO_x}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117 * 8616	/ 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Ξ				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NO_x} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\Phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\Phi} = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		1803 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	Q _ф /Q _p w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0002. Печь подогрева ПП-0,63. №2. ГУ-1

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048	* 0,762 / 150	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 150 / 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 150 / 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$Vg = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Qф / Qp \cdot A^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Qф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803	/ 2637,7	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Qф/Qp				0,6835
	$w = (4 \cdot Vr) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0003 факельная установка (факел). ГУ-1

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования ГУ-1

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской.ГУ-1. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N2)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_O) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_O$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{ЗВ}$, м/с (прил.6):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_O - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ - 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №0004. Буферная емкость V-60 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	101,388	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				p _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	37,5	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,1381	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0033	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1000	0,0024
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0370	0,0009
0602. Бензол	0,35	0,0005	0,000012
0621. Метилбензол	0,22	0,0003	0,000007
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000004
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000002

Объем выбросов всего		0,01042
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	1,3270

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №0101-0104 - Блок 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	
	3,61	0,11	20	40	мг/с 26,57300
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с 0,0266
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год 0,8380
Наименование ЗВ	Масс.сод.		Количество выбросов		
	Сi, % масс.		г/с		т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5	72,52		0,0193		0,6077
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10	26,8		0,0071		0,2246
0602. Бензол	0,35		0,0001		0,0029
0621. Метилбензол	0,22		0,0001		0,0018
0616. Диметилбензол	0,11		0,00003		0,0009

Расчет выполнен на 1 блок АГЗУ. Всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6101 - Площадка оборудования 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		
	3,61	0,11	114	228	мг/с	151,46610
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,15147
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	4,77663
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,52		0,10984	3,46402
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,04059	1,28014
0602. Бензол			0,35		0,00053	0,01672
0621. Метилбензол			0,22		0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол			0,11		0,00017	0,00525
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		
	3,61	0,11	40	80	мг/с	53,14600
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05315
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,67601
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			97,11		0,05161	1,62758
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			2,89		0,00154	0,04844
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		
	5,83	0,02	5	10	мг/с	8,54695
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00855
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,26954
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,0085	0,26954
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17000	5,36113
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,04213	1,32857
0602. Бензол					0,00053	0,01672
0621. Метилбензол					0,00033	0,01051
0616. Диметилбензол					0,00017	0,00525

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6102. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 3053,0 * 0,001$	0,3664
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,5		0,2656
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	27,5		0,1007
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6103. Площадка насосов на АГЗУ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	3053,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 1 / 3,6$	0,0083
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,52		0,0060
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8		0,0022
0602	бензол		%	0,35		0,00003
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 1 * 3053,0 * 0,001$	0,0916
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,52		0,0664
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8		0,0245
0602	бензол		%	0,35		0,0003
0621	метилбензол		%	0,22		0,0002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0001
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №0201. Печь подогрева ПП-0,63. №1. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0202. Печь подогрева ПП-0,63. №2. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048	* 0,762 / 150	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 150 / 1000	0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 150 / 1000	0,0092
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = Vg \cdot C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,8	0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 150 / 1000 * 0,13	0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _г	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$Vg = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Qф / Qp \cdot A^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Qф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803	/ 2637,7	0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	Qф/Qp				0,6835
	$w = (4 \cdot Vr) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0203. Печь ВГУ. №3. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	462248,4		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	462248	* 0,762 / 8616	40,881
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0072	* 8616 / 1000	0,0618
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 40,881 / 1000	0,0613
			г/с	0,0613	* 1000 / 3600	0,0170
			т/год	0,0613	* 8616 / 1000	0,5283
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	769,2	* 0,0001	0,1117
	Диоксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0248
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,8	0,7703
	Оксид азота:		г/с	0,1117	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0040
			т/год	0,1117	* 8616 / 1000 * 0,13	0,1252
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 41 * 1,50	769,22
	$V_r = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где		м³/с	769,22	/ 3600	0,2137
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	Э				1,50
	энергетический эквивалент природного					
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_f / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 41 / 1	1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r				0,87
		Q _ф /Q _p		1803	/ 2637,7	0,6835
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0204. Печь ВГУ. №4. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,4		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	53,65		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	8047,5		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	150		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	8048 * 0,762 / 150		40,881
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0072
			г/с	0,0072 * 1000 / 3600		0,0020
			т/год	0,0072 * 150 / 1000		0,0011
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CnH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 40,881 / 1000		0,0613
			г/с	0,0613 * 1000 / 3600		0,0170
			т/год	0,0613 * 150 / 1000		0,0092
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	769,2 * 0,0001		0,1117
			г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0248
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,8		0,0134
	Оксид азота:		г/с	0,1117 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0040
			т/год	0,1117 * 150 / 1000 * 0,13		0,0022
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,6 * 41 * 1,50 769,22 / 3600		769,22 0,2137
		a				1,6
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,684 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁶		0,000145
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 41 / 1		1802,865
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1803 / 2637,7		0,87 0,6835
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2137) / (3,14 * 0,16)		1,7012

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №0205-Установка нагрева воды УНВ-1. УПСВ.						
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тыс.м3	86,9550		
		B	л/с	23,6111		
1.3.	Время работы		час	1023,0		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	9		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,5		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1	Оксид углерода		кг/т	0,5	0,5	31,58
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		%			
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3				7,90
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг			31,58
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	Pco	т/год	0,001	7,90	86,96
		Pco	г/с	0,0010	7,90	23,61
					(1-0/ 100)	0,6865
					(1-0/ 100)	0,1864
2.2	Оксиды азота и диоксида азота					
	$P_{nox}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{nox} \cdot (1 - \beta)$					
	Параметр, характеризующий кол-во	K_{nox}	кг/Дж			0,0897
	оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	β				0
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений					
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO}	г/с	0,001	23,6111	31,58
		P_{NO2}	т/год	0,001	86,96	31,58
		P_{NO2}	г/с	0,001	23,6111	31,58
					0,09	0,13
					0,09	0,13
					0,8	0,8
					0,8	0,8
2.3	Объем продуктов сгорания :	V_r	м³/ч	7,84	1,1	85,0
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	806,34	3600	
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	$\mathcal{E}$				1,10
2.4	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с	(4 * 0,2240) / (3,14 * 0,25)		1,141

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г
Расчет выполнен на 1 ед.



Источник №0206. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №5. УПСВ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	1248113,76		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8616		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1248114	* 0,762 / 8616	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 8616 / 1000	0,1668
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 8616 / 1000	1,4266
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,8	1,3103
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 8616 / 1000 * 0,13	0,2129
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Э				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источник №0207. Печь подогрева ПНЭ-2,7. №6. УПСВ						
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,7		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,1		
1.3.	Высота трубы	H	м	5		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	144,86		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	20859,84		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,762		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	144		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	2,7	* 4,19 * 1000	11304,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	20860	* 0,762 / 144	110,383
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0194
			г/с	0,0194	* 1000 / 3600	0,0054
			т/год	0,0194	* 144 / 1000	0,0028
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,00933
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 110,383 / 1000	0,1656
			г/с	0,1656	* 1000 / 3600	0,0460
			т/год	0,1656	* 144 / 1000	0,0238
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$		кг/час	2077,0	* 0,0001	0,1901
	Диоксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0422
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,8	0,0219
	Оксид азота:		г/с	0,1901	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0069
			т/год	0,1901	* 144 / 1000 * 0,13	0,0036
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84	* 1,6 * 110 * 1,50	2076,97
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где		м³/с	2076,97	/ 3600	0,5769
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,6
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_f / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 0,431 * 1,6 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶	0,000092
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	$Q_f = 29.4 \cdot \Xi \cdot B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4	* 1,50 * 110 / 1	4867,904
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _r		4868	/ 11304,4	0,87
2.9.	Средняя скорость газозвдушной смеси	Q _ф /Q _p				0,4306
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5769) / (3,14 * 0,01)		73,4951

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.



Источники №0208. Отстойник нефти V-80 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	2	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	80	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	135,184	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0051	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0037
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0014
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,000018
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000011
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0209. Накопительная емкость V-60 м3. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	3	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	60	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	152,082	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2,5		
				n	1,0		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0057	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	0,0041
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,0015
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,00002
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,000013
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,000006
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,000003

Объем выбросов всего		0,00139
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,0111
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0210. Емкость для нефти V-3000 м3. УПСВ

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	3000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	83399,822	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	18,5	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	111		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	1		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,1		
				K _p ^{max}	1,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	2		
				n	32,9		
Плотность нефти				ρ _ж	0,8449	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	5,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2025	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,5029	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	0,1467	1,8136
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,0543	0,6708
0602. Бензол	0,35	0,0007	0,008760
0621. Метилбензол	0,22	0,0004	0,005506
0616. Диметилбензол	0,11	0,0002	0,002753
0333. Сероводород	0,06	0,0001	0,001502

Объем выбросов всего		0,0014
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,1769
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0211 Факельная установка (Факел). УПСВ

Площадка: Факела

Цех: расчет факела

Наименование: Месторождение Каратурун Морской. Эксплуатация технологического оборудования УПСВ

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.002445

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.002445 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.077826767$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.002445 * 0.762 = 1.86309$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000182017 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.50113778) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

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	0.03726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00447
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00073
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00093
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00373

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 1.8630900 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0372618 - 0.0009315 - 0.0037262 = 4.853580205$$

$$0.0037262 = 4.853580205$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

$$0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 1.86309 * 0.9984 = 0.000633913$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 1.86309 * (1-0.9984) = 0.00000054$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

$$0.134075572$$

где A_O - атомная масса кислорода;



x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения T_T , град.С (10):

$$T_T = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_T) / 273 = 0.002445 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.18980846$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_B = 3 + 14 = 17$$

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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.18980846 / 0.518^2 = 0.898379362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8544;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03726	1.14611
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00447	0.13753
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00073	0.02235
0410	Метан (727*)	0.00093	0.02865
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00373	0.11461
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.00063	0.01950
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000054	0.0000166

Наименование: **Месторождение Каратурун Морской. УПСВ. ППР**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	91.335	83.7252653	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.344	7.46374788	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.525	1.32282399	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.275	0.91331776	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.304	1.25328445	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.0233	4.83972950	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1844	0.46372004	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.0093	0.01811097	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 17.50113778

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.762

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2612916$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2612916 * (30 + 273) / 17.50113778)^{0.5} = 427.5796408$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.00045

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.00045 / (3.141592654 * 0.2^2) = 0.014323945$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00045 * 0.762 = 0.3429$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.0000335 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.5011378) = 71.58556294$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;



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	0.00686
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00082
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00013
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00017
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00069

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.3429000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.5855629 + 0.4637200) - 0.0068580 - 0.0001715 - 0.0006858 = 0.89329697$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.017039681$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.017039681 * 0.3429 * 0.9984 = 0.000116671$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.018110971 * 0.3429 * (1-0.9984) = 9.936403e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 91.335 + 152 * 4.344 + 218 * 0.525 + 283 * 0.275 + 349 * 0.304 + 56 * 0.0093 = 8768.3223$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.50113778)^{0.5} = 0.200804934$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.134075572$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0093 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.134075572) = 9.73888262$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 9.73888262 = 10.73888262$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.4) = 1658.751334$$

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):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (8768.3223 * (1 - 0.200804934) * 0.9984) / (10.73888262 * 0.39) = 1700.514189$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00045 * 10.73888262 * (273 + 1700.514189) / 273 = 0.034934072$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – 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):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.034934072 / 0.518^2 = 0.165345895$$

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: 216;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.00686	0.00533
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00082	0.00064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00013	0.00010
0410	Метан (727*)	0.00017	0.00013
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00069	0.00053
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00012	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000001	0.000000077

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.04412	1.15144
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.00529	0.13817
0304	Азот (II) оксид	0.00086	0.02245
0410	Метан	0.00110	0.02878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00442	0.11514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00075	0.01959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000055	0.0000167

Источники №6201-6203. Площадка стояка налива нефти. УПСВ

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$			
Объем одного резервуара	V	50	м ³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	11187,5	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	11187,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max} /3600$			
Высота	h	4	м				
Диаметр	d	0,1	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _ч ^{max}	35	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	12,2	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	5,95	г/т	
				Y _{вл}	10,53		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				K _{нп}	0,0082		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,1186	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,1866	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов			
		Ci, % масс.		г/с		т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5		72,52		0,0860		0,1353	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10		26,8		0,0318		0,0500	
0602.Бензол		0,35		0,0004		0,0007	
0621.Метилбензол		0,22		0,0003		0,0004	
0616.Диметилбензол		0,11		0,0001		0,0002	
Объем выбросов всего				Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d ²)			
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с					
		0,0097				1,2385	

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



Источник №6204. Площадка нефтяных насосов на УПСВ

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	4		
1.2	Время работы	Т	час/год	2739,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,03 * 4 / 3,6$	0,0333
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,0242
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0092
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,03 * 4 * 2739,0 * 0,001$	0,3287
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,5		0,2383
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	27,5		0,0904
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"